

# INCIDENCIA DE LAS PROPIEDADES PVT EN LA DECLINACION

Estimación de la incidencia de las propiedades de los fluidos (PVT) sobre el comportamiento  
y la tasa de declinación de un pozo de petróleo

María Paula Arias Rivera Y Angie Tatiana López Hernández

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Cristian Alejandro Murcia Blanco

Msc. Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

**Dedicatoria**

*A mi mamá, por ser el pilar de mi vida, por sus dulces palabras en momentos de crisis, por su risa loca y su tan inmenso amor, que me hace creer que todo lo puedo si ella cree en mí.*

*A mi papá, por su apoyo incondicional, por su paciencia y cariño, porque con su ejemplo de hombre y ser humano, me hace creer que en el mundo aún existen personas con corazones hermosos, como el de él.*

*Maria Paula.*

### **Dedicatoria**

*A Dios por su infinito amor y por ser siempre más que suficiente.*

*A mi mami RUTH STELLA, por ser claro ejemplo de entrega, amor y apoyo para mí y para mi hermana, gracias por estar a mi lado en cada paso, en cada traspasada y madrugada, por levantarme siempre que la alarma no podía, por apoyarme en cada paso de este largo camino.*

*A mi papá LUCIO, por darme el apoyo que necesitaba para terminar esta etapa de mi vida.*

*A mi hermana CAMILA, por ser mi compañía siempre.*

*A mi amor y compañero de vida, MICHAEL, por apoyarme en cada situación y recordarme siempre que puedo.*

*A mi MARIANA, por ser el motor que necesito cuando creo que no puedo, porque siempre me hacer querer dar lo mejor de mí.*

*A BEBÉ, por llegar a dar más de felicidad a nuestras vidas.*

*A mi compañera MARIA PAULA, por creer y confiar en mí en el transcurso de nuestra travesía.*

*A la familia Hernández Amaya por darme apoyo incondicional de una y otra forma.*

*Angie Tatiana.*

### **Agradecimientos**

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos ser parte de esta prestigiosa institución y por nuestra formación como profesionales.

A nuestro director de tesis, Alejandro Murcia, por su paciencia, dedicación y más paciencia para con nosotras a lo largo de este proceso. Gracias por creer en nosotras.

## Tabla de Contenido

Lista de Tablas .....	8
Lista de Figuras .....	9
Introducción .....	10
Objetivos.....	13
1. Metodología .....	14
2.Revisión Bibliográfica de los Modelos Actuales para la Generación de Pronósticos de Producción. ....	17
2.1 Curvas de Declinación .....	17
2.1.1 Declinación Exponencial: .....	20
2.1.2 Declinación Armónica: .....	20
2.1.3 Declinación Hiperbólica: .....	21
2.2 Curvas Tipo.....	23
2.2.1 Curvas Tipo de Slider .....	23
2.2.2 Curvas Tipo de Gentry y Arps .....	23
2.2.3 Curvas Tipo de Fetkovich.....	25
2.2.4 Palacio y Blasingame .....	27
2.3 Series de Tiempo.....	30
2.4 Comparación de los Modelos Actuales para la Generación de Pronósticos de Producción....	32
3.Fluidos Presentes en el Yacimiento .....	33
3.1 Fluidos Presentes en un Yacimiento .....	33
3.2 Modelo de Fluido Aplicado para la Simulación del Yacimiento.....	34
3.2.1 Modelo Black Oil .....	34
3.2.2 Modelo Composicional.....	35
3.3 Ecuaciones de Flujo de un Fluido a través de un Medio Poroso. ....	35
3.3.1 Ley de Darcy .....	36
3.3.2 Ecuación de Forcheimer .....	39
3.3.3 Ecuación de Ergun.....	40
3.3.4 Selección de la Ecuación de Flujo.....	41

4.Condiciones que Alteran los Pronósticos de Producción.....	42
4.1. Permeabilidad.....	42
4.2 Análisis PVT de los Fluidos a Examinar.....	44
4.3 Características Analizadas en el Módulo de Simulación .....	48
4.4 Diseño Experimental Empleado para la Determinación del Coeficiente de Correlación .....	48
4.5 Evaluación de Sensibilidad de Factores Limites.....	51
4.5 Ejecución y Resultados del Diseño Experimental .....	52
5.Propiedades PVT para Modelo Black Oil .....	54
5.1 Densidad del Petróleo.....	55
5.1.1 Ecuación General .....	55
5.1.2 Standing (1980).....	55
5.2 Tasa de solubilidad del gas .....	56
5.2.1 Standing (1947).....	56
5.2.2 Vasquez y Beggs (1980).....	57
5.2.3 Glaso (1980).....	59
5.2.4 Petrosky y Fashard (1993).....	60
5.3 Punto de Burbuja.....	61
5.3.1 Standing (1947).....	61
5.3.2 Petrosky y Fashard (1993).....	62
5.3.3 Lasater (1958).....	63
5.3.4 Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio (2017).....	64
5.4 Factor Volumétrico de Formación .....	65
5.4.1 Standing (1947).....	65
5.4.2 Petrosky y Fashard (1998).....	66
5.4.3 Glaso (1980).....	67
5.4.4 Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio (2017).....	67
5.5 Coeficiente de Compresibilidad Isotérmica.....	68
5.5.1 Standing (1947).....	69
5.5.2 Vasques y Beggs (1980).....	70
5.5.3 Petrosky y Fashard (1993).....	71
5.5.4 Al-Marhoun (1992).....	72

5.6 Viscosidad.....73

5.6.1 Glaso (1980).....73

5.6.2 Beggs y Robinson (1975).....73

5.6.3 Beals (1946) .....74

5.6.4 Chew- Connally (1959) .....74

5.6.5 Beggs-Robinson (1975) .....75

5.6.6 Abu-Khamsin y Al-Marhoun (1991).....75

5.6.7 Beals (1946) .....76

5.6.8 Vasquez y Beggs (1980) .....76

5.6.9 Labedi (1992) .....77

6. Modelo Propuesto para la Predicción de la Tasa de Flujo teniendo en cuenta la Incidencia de las Propiedades del Fluido (PVT) en la Tasa de Declinación. ....77

6.1 Construcción y Consideraciones del Modelo Propuesto .....78

6.2 Datos Requeridos para Alimentar el Modelo .....82

6.3 Selección de Rango de Producción .....83

6.4 Determinación de las Propiedades PVT del Fluido.....84

7. Aplicación del Modelo Propuesto para la Predicción de la Tasa de Flujo teniendo en cuenta la Incidencia de las Propiedades del Fluido (PVT) en la Tasa de Declinación.....86

7.1. Aplicación del Modelo al Pozo Maná 1 .....87

7.2. Aplicación del Modelo al Pozo Maná 2 .....90

7.3. Aplicación del Modelo al Pozo Maná 3. ....94

7.4. Aplicación del Modelo al Pozo Maná 4. ....96

Conclusiones.....100

Recomendaciones .....102

Bibliografía.....103

Anexos.....107

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1. Ecuaciones usadas en cada tipo de declinación .....	24
Tabla 2. Comparación de los modelos existentes para generar pronósticos de producción .....	32
Tabla 3. Rangos de parámetros para las ecuaciones de Forcheimer y Ergun.....	41
Tabla 4. Comparaciones de las ecuaciones de flujo a través de medios porosos .....	42
Tabla 5. Clasificación de las permeabilidades de los yacimientos comunes .....	44
Tabla 6. Análisis PVT de un crudo pesado "13° API" .....	45
Tabla 7. Análisis PVT de un crudo mediano "25°API" .....	46
Tabla 8. Análisis PVT para un crudo liviano "34°API" .....	47
Tabla 9. Factores petrofísicos determinados para el módulo de simulación.....	48
Tabla 10. Datos del modelo de simulación .....	49
Tabla 11. Valores propuestos para el análisis de sensibilidad.....	51
Tabla 12. Interpretaciones del coeficiente de correlación muestral.....	52
Tabla 13. Análisis de correlación de las variables .....	53
Tabla 14. Valores de los coeficientes para la ecuación Rs de Vasquez y Beggs (1980) .....	58
Tabla 15. Coeficientes ecuación de compresibilidad isotérmica de Al-Marhoun(1992).....	72
Tabla 16. Datos de entrada requeridos para el modelo .....	82
Tabla 17. Data de producción para alimentar el modelo.....	83
Tabla 18. Probabilidad de uso correlaciones para cuando la presión es mayor a la Pb .....	85
Tabla 19. Probabilidad de uso correlaciones para cuando la presión es menor a la Pb .....	85
Tabla 20. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 1 .....	90
Tabla 21. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 2. ....	93
Tabla 22. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 3. ....	96
Tabla 23. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 4. ....	99
Tabla 24. Rangos de aplicación para las correlaciones PVT.....	1

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1. Metodología para el desarrollo del modelo propuesto .....	14
Figura 2. Tasa normalizada vs tiempo vs petróleo acumulado.....	22
Figura 3. Curvas tipo para la determinacion del valor de la declinación .....	24
Figura 4. Curvas tipo de Gentry y Arps(a) y Tasa adimensional vs tiempo adimensional .....	25
Figura 5. Curva tipo de Ketkovich .....	27
Figura 6. Curvas de Palacio y Blasingame .....	29
Figura 7. Modelo de flujo radial .....	38
Figura 8. Enmallado del modelo de simulación .....	49
Figura 9. Condiciones iniciales del modelo de simulación .....	50
Figura 10. Control de los pozos del modelo de simulación .....	50
Figura 11. Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación .....	54
Figura 12. Diagrama de flujo de construcción y consideraciones del modelo propuesto.....	81
Figura 13. Histórico de producción de los datos empleados en la ejecución del modelo y selección de rango.....	84
Figura 14. Histórico de producción pozo Maná 1 .....	86
Figura 15. Histórico de producción pozo Maná 2 .....	86
Figura 16. Histórico de producción pozo Maná 3 .....	87
Figura 17. Histórico de producción pozo Maná 4 .....	87
Figura 18. Escenarios de ajuste para el pozo Maná 1 .....	88
Figura 19. Predicción del pozo Maná 1, modelo predictivo.....	89
Figura 20. Predicción del pozo Maná 1, software Decline R y OFM.....	89
Figura 21. Escenarios de ajuste para el pozo Maná 2 .....	91
Figura 22. Predicción del pozo Maná 2, modelo predictivo.....	92
Figura 23. Predicción del pozo Maná 2, software Decline R y OFM.....	93
Figura 24. Escenarios de ajuste para el pozo Maná 3 .....	94
Figura 25. Predicción del pozo Maná 3, modelo predictivo.....	95
Figura 26. Predicción del pozo Maná 3, software Decline R y OFM.....	95
Figura 27. Escenarios de ajuste para el pozo Maná 4 .....	97
Figura 28. Predicción del pozo Maná 4, modelo predictivo.....	98
Figura 29. Predicción del pozo Maná 4, software Decline R y OFM.....	99

## Resumen

**Título:** ESTIMACION DE LA INDICENCIA DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT) SOBRE EL COMPORTAMIENTO Y LA TASA DE DECLINACION DE UN POZO DE PETROLEO \*

**Autor:** MARIA PAULA ARIAS RIVERA, ANGIE TATIANA LOPEZ HERNANDEZ\*\*

**Palabras Clave:** Pronostico de producción, Propiedades del fluido (PVT), Black Oil, Ecuación de Darcy.

### Descripción:

Este trabajo propone y presenta la aplicación de un modelo para la predicción de la tasa de flujo de un pozo de petróleo teniendo en cuenta la incidencia de las propiedades del fluido (PVT) en la tasa de declinación.

Al realizar una revisión bibliográfica de los modelos que actualmente se utilizan en la industria de los hidrocarburos para realizar pronósticos de producción, se encuentra que no consideran la variación de las propiedades de los fluidos con respecto a la declinación del pozo, con base a esto se procede a la búsqueda y selección de modelos de flujo de fluidos en medios porosos que involucren las variables del fluido y la producción, teniendo en cuenta el tipo de fluido y las propiedades del mismo con las que se cuentan dando como mejor opción la ecuación de Darcy y tipo de fluido Black Oil.

Teniendo definidos las condiciones y parámetros se continua a comprobar la incidencia de las propiedades del fluido en la producción, esto se realiza por medio de un análisis de sensibilidad utilizando la herramienta de Microsoft Excel.

Al comprobar la incidencia de las propiedades PVT en la declinación de un pozo y al identificar la ausencia de las mismas en los métodos para realizar pronósticos existentes, se propuso un modelo predictivo que relacione el comportamiento histórico de pozo mediante líneas de tendencia y las propiedades del fluido aplicándolo a un campo colombiano.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Cristian Alejandro Murcia Blanco. Msc en Ingeniería de Producción.

### Abstract

**Title:** ESTIMATION OF THE INFLUENCE OF FLUID PROPERTIES (PVT) ON THE BEHAVIOR AND RATE OF DECLINE OF AN OIL WELL\*

**Author:** MARIA PAULA ARIAS RIVERA, ANGIE TATIANA LOPEZ HERNANDEZ<sup>1</sup>

**Key Words:** Production forecast, Fluid properties (PVT), Black Oil, Darcy's equation.

#### **Description:**

This paper proposes and presents the application of a model for the prediction of the flow rate of an oil well, taking into account the incidence of fluid properties (PVT) on the declination rate.

When making a bibliographic review of the models that are currently used in the hydrocarbon industry to make production forecasts, it is observed that they do not consider the variation of the properties of the fluids regarding the influence on the decline of the well. Based on this, a research and selection of fluid flow models in porous media that involve the variables of the fluid and the production is done, taking into account the type of fluid and its properties, giving as the best option the Darcy equation and Black Oil as the fluid type.

Having defined the conditions and parameters is continued to verify the incidence of the properties of the fluid in the production behavior of a well, which is done through a sensitivity analysis using the Microsoft Excel tool.

By checking the incidence of PVT properties in the decline of a well and identifying the absence of them in existing forecasting methods, a predictive model was proposed that relates the historical behavior of the well through trend lines and fluid properties by applying it to a Colombian field.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup> Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Cristian Alejandro Murcia Blanco. Msc. In Production Engineering.

## Introducción

En la actualidad, cuantificar la producción de petróleo en un campo es de vital importancia para el desarrollo de actividades de explotación y exploración en el sector de los hidrocarburos. Dicha producción es pronosticada desde hace más de un siglo, basándose en métodos matemáticos, estadísticos y gráficos como se ha propuesto desde Arnolds y Anderson (1908) con su método gráfico, seguido por Arps (1944) quien propuso las curvas de declinación, pasando por Fetkotvich, Palacio y Blasingme y Slider, entre otros quienes propusieron modelos de curvas tipo, hasta llegar a lo que actualmente se ha desarrollado por medio de métodos estadísticos como series de tiempo.

Todos estos modelos tienen en común la falta de presencia de propiedades PVT del fluido, las cuales cambian con el tiempo a lo largo de la vida productiva del pozo y de las cuales se comprobó la incidencia en la tasa de declinación del mismo.

Siguiendo la metodología planteada, se parte de un modelo de flujo black oil, para iniciar la búsqueda de una ecuación de flujo de fluidos en medios porosos, que relacione dichas propiedades PVT del fluido con la producción de un caudal de petróleo negro.

Se construyó un modelo experimental para determinar la incidencia de dichas propiedades en la declinación de producción, encontrando las propiedades más influyentes para este tipo de pozos por medio del coeficiente de correlación.

Finalmente se propuso un modelo basado en la ecuación de flujo de fluidos a través de medios porosos seleccionada, la cual fue alimentada con propiedades PVT del fluido, datos de campo y data de producción, con el fin de realizar un ajuste histórico que permitió la generación de un pronóstico de producción y la determinación de la tasa de declinación para cuatro pozos de un campo de petróleo colombiano.

## Objetivos

### I. Objetivo General

Estimar de la incidencia de las propiedades de los fluidos (PVT) sobre el comportamiento y la tasa de declinación de un pozo de petróleo

### II. Objetivos Específicos

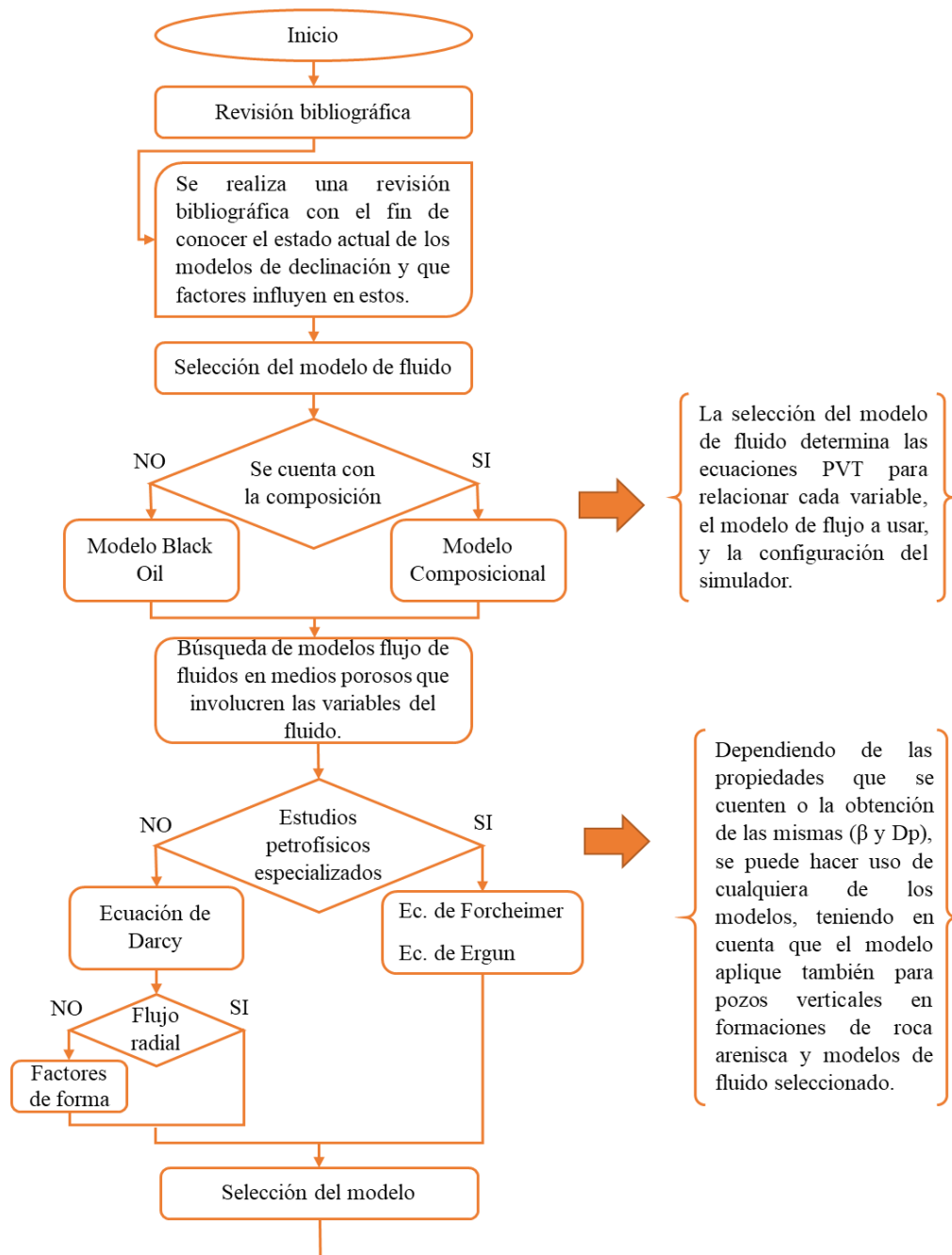
- Realizar una comparación de los modelos predictivos existentes de la tasa de producción de un pozo de petróleo para definir los criterios bajo los cuales estos se rigen.
- Construir un modelo numérico de simulación Single Well Model de pozo vertical y modelo Black Oil para evaluar los parámetros que puedan afectar la tasa de producción de un pozo de petróleo.
- Determinar el coeficiente de correlación de los parámetros evaluados con la tasa de declinación del pozo por medio de un análisis estadístico de resultados obtenidos de un modelo de simulación single well model.
- Proponer un modelo con ecuaciones de flujo que describa la declinación, el comportamiento de la tasa de flujo de un pozo de petróleo y validarlo con data de producción de un campo colombiano.

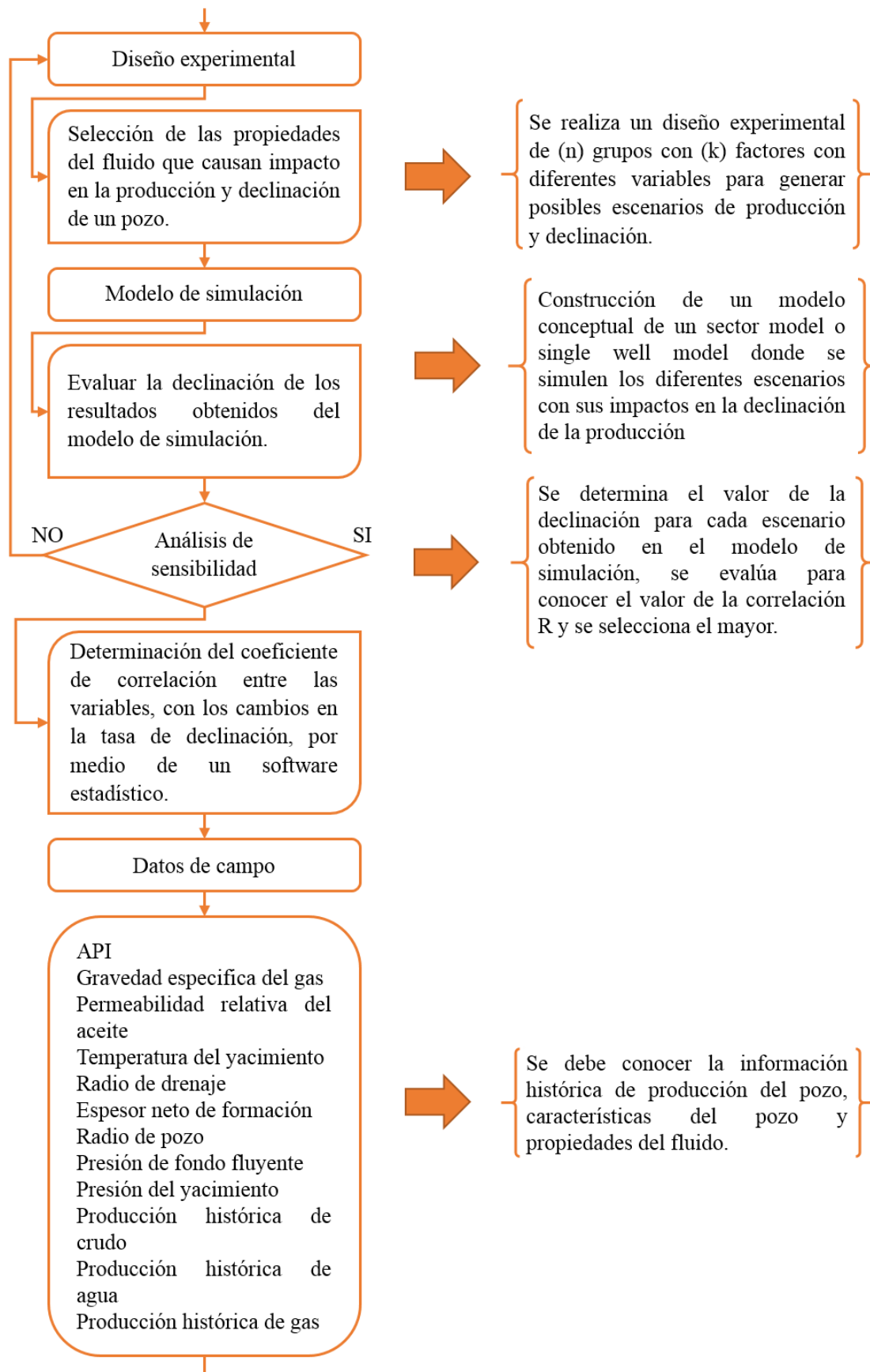
### 1. Metodología

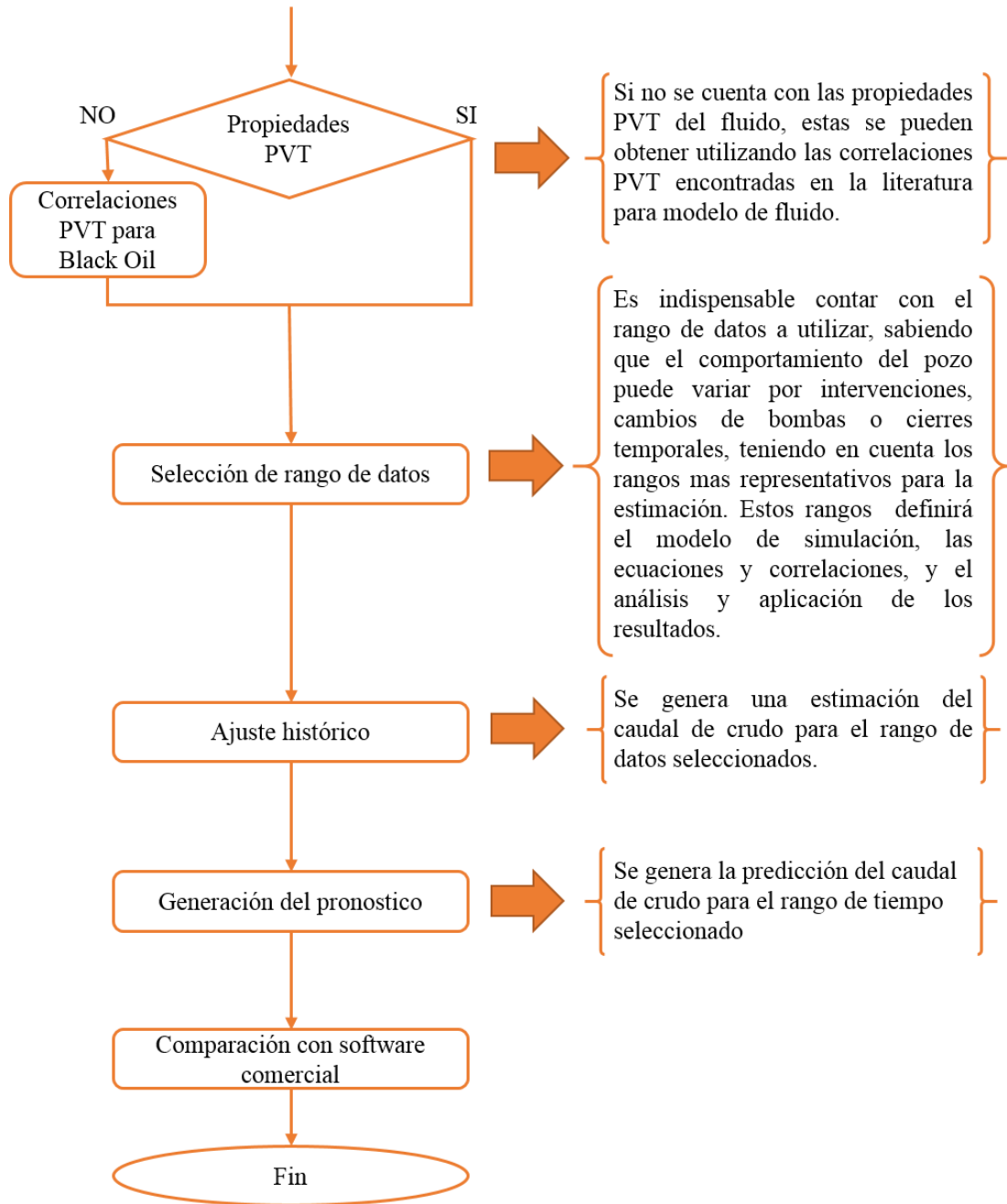
Para llevar a cabo el desarrollo del modelo predictivo de producción que tenga en cuenta las características propiedades del fluido se establece la metodología presente en la figura 1.

**Figura 1**

*Metodología para el desarrollo del modelo propuesto*







## **2. Revisión bibliográfica de los modelos actuales para la generación de pronósticos de producción.**

La importancia de desarrollar pronósticos de los posibles resultados obtenidos en un proceso de producción de hidrocarburos, radica en la capacidad de calcular la ganancia y rentabilidad que genera una inversión, junto con otros objetivos tales como: programar a largo plazo las operaciones, evaluar propiedades y pronosticar las reservas sobrantes.

Por lo tanto, para la industria de los hidrocarburos como en cada industria, este tipo de pronósticos se ha convertido en uno de los procedimientos de mayor importancia según Paris de Ferrer (2009).

Algunos de los métodos empleados para este fin serán examinados a continuación.

### **2.1 Curvas de Declinación**

Las curvas de declinación de la producción fueron implementadas en la industria de los hidrocarburos con el fin de estudiar el comportamiento del campo y pronosticar el futuro en forma individual de cada uno de los pozos de una zona productiva, para de esta manera agrupar dichos resultados en una base de datos y extrapolar el valor de producción total final basado en los datos de una producción inicial. (Arps, 1944)

El análisis de las Curvas de Declinación es considerado como un método experimental, de fácil uso, pues al no sujetarse a leyes físicas que determinan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y fundamentar sus estimaciones en procedimientos matemáticos, funcionan según una relación grafica entre la producción y el tiempo en papel semilog, buscando asemejarla a una línea recta y predecir sus valores en un periodo de tiempo equivalente al evaluado, sin tener en cuenta

cambios operacionales como el cierre del pozo en un periodo de tiempo, es decir, este método asume una declinación natural del pozo como medio de producción.

Los distintos modelos de declinación aplicados en la actualidad se rigen acorde a tres parámetros básicos, que corresponden a: la producción de petróleo acumulada, la tasa de declinación nominal y la tasa de declinación efectiva.

La Producción de Petróleo acumulada hace referencia a la integral de la curva de producción en función de un periodo de tiempo establecido desde el comienzo de la actividad productiva:

$$N_p = \int_0^l q dt \quad (1)$$

Donde “q” representa la tasa de producción en un tiempo “t” (BN/día) , “N<sub>p</sub>” es la producción de crudo acumulada (BN), y “t” corresponde al periodo de tiempo determinado (meses o años).

La tasa de declinación nominal se refiere la pendiente negativa de la curva que representa la constante de declinación de la producción en función del tiempo, o la transformación parcial de la tasa de producción en el tiempo, es decir:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad (2)$$

Donde “q” representa la tasa de producción en un tiempo (BN/día), “t” corresponde al periodo de tiempo (meses o años) y D hace referencia a la tasa de declinación en un periodo de tiempo (años).

Esta tasa de declinación nominal,  $D$ , al ser una función constante, es utilizada primordialmente para derivar otras funciones matemáticas, y es conocida así mismo como índice de pérdida. A través de esta tasa de declinación se puede determinar la disminución porcentual que experimentara la producción con el tiempo, al multiplicar su valor actual por 100. Por ejemplo, si la tasa de declinación es 0,15/año, el cambio porcentual que experimenta la tasa de producción actual corresponde a una disminución constante de 15% cada año. Es importante aclarar que  $D$  siempre será expresada en valores positivos y representará una constante de pérdida, por lo tanto, el análisis porcentual solo podrá llevarse a cabo cuando la tasa este decreciendo.

La tasa de declinación efectiva es la más usada generalmente en el registro de producción debido a que concierne mejor con las practicas actuales, al tratarse de la disminución en la tasa de producción entre dos valores “ $q_i - q$ ” a lo largo de un periodo  $t$  (1 mes, 1 año), dividido entre la producción inicial del periodo “ $q_i$ ”.

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad (3)$$

Donde “ $q$ ” representa la tasa de producción a un tiempo  $t$  (BN/día), “ $q_i$ ” la tasa de producción al comienzo de la declinación (BN/día) y  $d$  corresponde la tasa de declinación efectiva % (año o mes).

Si  $d$  se desarrolla en un periodo de tiempo correspondiente a un mes, se denomina declinación efectiva mensual, y si corresponde a un año se denomina declinación efectiva anual.

Los parámetros expuestos anteriormente rigen tres metodologías de declinación existentes: las curvas exponencial, hiperbólica y armónica, las cuales también son definidas por la misma ecuación general básica:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (4)$$

Donde “ $D_i$ ” representa la tasa de declinación al comenzar el periodo actual de declinación y “ $n$ ” el exponente de declinación con valores entre 0 y 1.

### **2.1.1 Declinación Exponencial:**

Representa el modelo de declinación más empleado en el mundo, puesto que supone la declinación más severa y permite determinar los parámetros con mayor facilidad. Así mismo proporciona resultados más conservadores con respecto a las reservas futuras, planteado extrapolaciones de tasas de producción bajas.

$$q = q_i e^{-D_i t} \quad (5)$$

Se dice que la curva es exponencial si su valor de “ $n$ ” o exponente de declinación, es equivalente 0, pues de este modo se determina que la tasa de declinación es constante.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 = 0 \rightarrow D = D_i = \text{constante} \quad (6)$$

### **2.1.2 Declinación Armónica:**

Este método provee las tasas de declinación más leves en comparación con todos los demás, por lo cual es conocido como el método más optimista. El valor del exponente de declinación “ $n$ ” propio del comportamiento armónico corresponde a 1, valor que representa su máxima expresión posible para esta curva.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^1 \rightarrow D = bq \quad (7)$$

$$b = \frac{D_i}{q_i} \quad (8)$$

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad (9)$$

A través de las fórmulas anteriores se puede determinar el comportamiento de la curva de declinación.

### ***2.1.3 Declinación Hiperbólica:***

Esta curva de declinación se caracteriza por presentar un comportamiento no lineal al relacionar gráficamente la tasa normalizada vs tiempo y vs petróleo acumulado, a diferencia de las otras dos curvas, exponencial y armónica, como se observa en la figura 2.

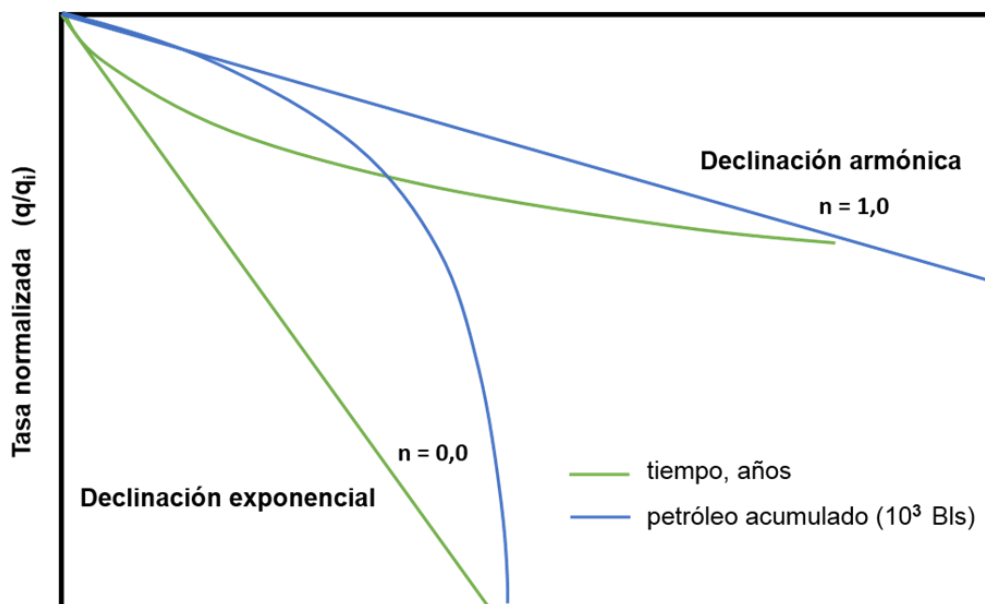
$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \rightarrow D = bq^n \quad (10)$$

$$b = \frac{D_i}{q_i^n} \quad (11)$$

$$q = q_i(1 + nD_i t)^{-(1/n)} \quad (12)$$

**Figura 2**

*Tasa normalizada vs tiempo vs petróleo acumulado*



*Nota.* Adaptado de WALSH & LAKE. Citado por PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Cap. 9.

Esto se debe a que su valor del exponente de declinación “n” varía en un rango entre 0 y 1. Para establecer el valor exacto dicho exponente existen distintos métodos: las curvas tipo como las de Slider y Fetkovich, por medio de iteración y el método gráfico.

El método gráfico funciona según la ecuación:

$$D = \frac{D_i}{1 + nD_it} \rightarrow \frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + nt \tag{13}$$

Este método se basa en hallar la declinación “D” a cada uno de los valores de producción “q” utilizando el tiempo “t” en la ecuación y representando finalmente los valores de manera gráfica (1/D vs t).

$$D = \frac{-\ln\left(\frac{q_j}{q_{j-1}}\right)}{(t_j - t_{j-1})} \quad (14)$$

Al tener el procedimiento gráfico de dicha ecuación, se obtiene a partir de la pendiente de la recta el valor correspondiente a “n” y a partir del inverso de punto de corte con el “eje Y” se obtendría el valor de “Di” o declinación inicial.

## 2.2 Curvas tipo

### 2.2.1 Curvas tipo de Slider

Slider (1964) fue el primer autor en plantear un modelo de curva grafica con respecto a la tasa de declinación acorde a un pozo con exponente de declinación “n” equivalente a 0.5; desarrollando de esta manera una metodología para pronosticar la tasa de producción a futuro.

De acuerdo con el procedimiento establecido se debe llevar a cabo una gráfica semilogramica “q/q<sub>i</sub>” vs “t” (meses) y asemejarla a las demás expuestas en la figura 3, según las características del estado en que se encuentre el pozo: pseudoestable y transitorio (si se encuentra en este estado, el tiempo cuenta como negativo) y finalmente se prologa de acuerdo con su inclinación.

### 2.2.2 Curvas tipo de Gentry y Arps

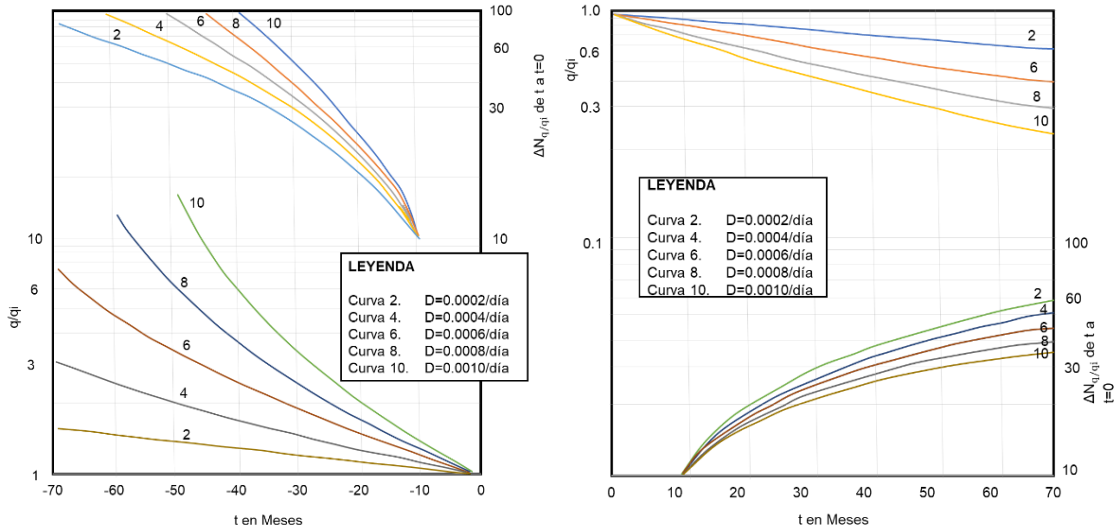
Gentry (1972) (basado en el trabajo de Arps) desarrolló sus propias curvas tipo en gráficas semilogramicas, utilizando propiedades adimensionales tales como: caudal adimensional (qDd), tiempo adimensional (tDd) y producción acumulada adimensional (NpDd). Cuyos conceptos varían según el tipo de declinación, como lo muestra la Tabla 1.

Este modelo se basa en desarrollar una tabla con los datos recopilados de la producción del pozo y ubicar respectivamente sus propiedades adimensionales. Al haber llevado a cabo lo anterior se organizan los valores gráficamente como lo muestra la figura 4 (a), al hacer coincidir la curva

se halla el valor del exponente de declinación  $b$ , y se continua a lo largo de la curva determinada, estableciendo los valores de producción instantánea y acumulada para cada tiempo.

**Figura 3**

*Curvas tipo para la determinación del valor de la declinación*



*Nota.* Adaptado de SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers: 1968.

**Tabla 1.**

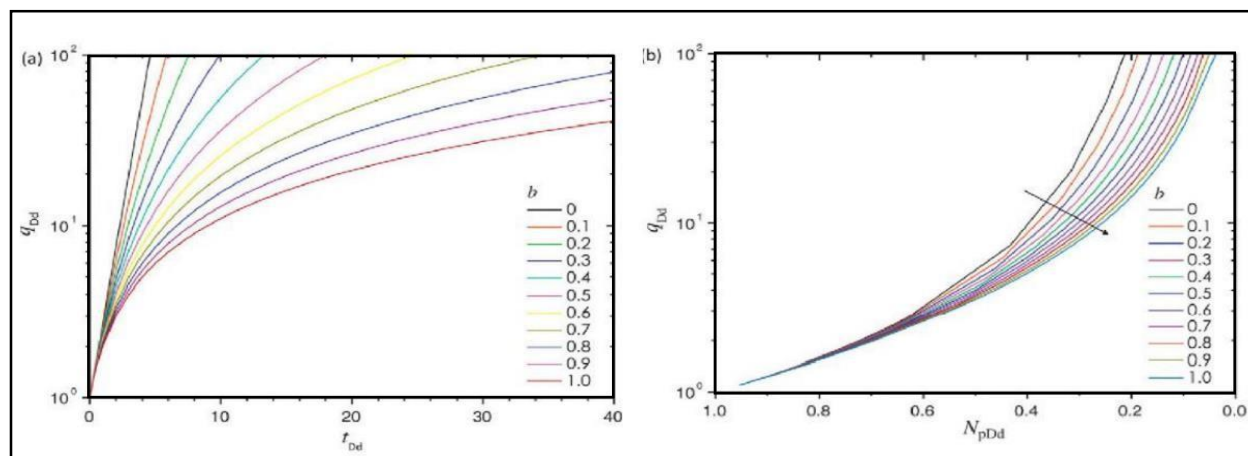
*Ecuaciones usadas en cada tipo de declinación*

Declinación	Exponencial	Armónica	Hiperbólica
<b>Tiempo adimensional</b>	$t_{Dd} = D_i t$	$t_{Dd} = D_i t$	$t_{Dd} = D_i t$
<b>Tasa de producción adimensional</b>	$q_{Dd} = \frac{q_i}{q}$ $q_{Dd} = e^{-t_{Dd}}$	$q_{Dd} = 1 + t_{Dd}$	$q_{Dd} = (1 + bt_{Dd})^{1/b}$
<b>Producción acumulada adimensional</b>	$N_{pDd} = \frac{q_i - q}{D_i q_i t}$	$N_{pDd} = \frac{1}{t_{Dd}} \ln q_{Dd}$	$N_{pDd} = \frac{1}{t_{Dd}(1-b)} \left[ 1 - \left( \frac{1}{q_{Dd}} \right)^{1-b} \right]$

*Nota.* Adaptado de Montes, E. (2016) Modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos no paramétricos (tesis posgrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

**Figura 4**

Curvas tipo de Gentry-Arps (a) y Tasa adimensional vs tiempo adimensional. (b).



Nota. Adaptado de GENTRY, Robert. Decline Curve Analysis. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1972.

### 2.2.3 Curvas tipo de Fetkovich

En la década de 1980, Fetkovich desarrolló sus propias curvas tipo, proponiendo un avance significativo sobre la utilidad de las curvas; sus modelos se enfocaron en la reducción de números de incógnitas, la simplificación de las ecuaciones utilizadas al modelar las condiciones del pozo y que tienen implícitamente propiedades del fluido como los son factor volumétrico de formación ( $\beta_o$ ), viscosidad ( $\mu_o$ ) y permeabilidad ( $k$ ). Todo esto gracias a 2 nuevas variables adimensionales: caudal adimensional ( $q_D$ ) y tiempo adimensional ( $t_D$ ); desarrollando a su vez 2 variables adimensionales adicionales: “tasa de declinación adimensional” ( $q_{Dd}$ ) y “tiempo de declinación adimensional” ( $t_{Dd}$ ) con el objetivo de simplificar aún más las ecuaciones.

$$q_D = \frac{141,2\beta_o\mu_o}{kh(P_i - P_{wf})} q \tag{15}$$

$$t_D = \frac{0,006329k}{\varphi\mu C_t r_w^2} t \quad (16)$$

$$q_{Dd} = q_D \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (17)$$

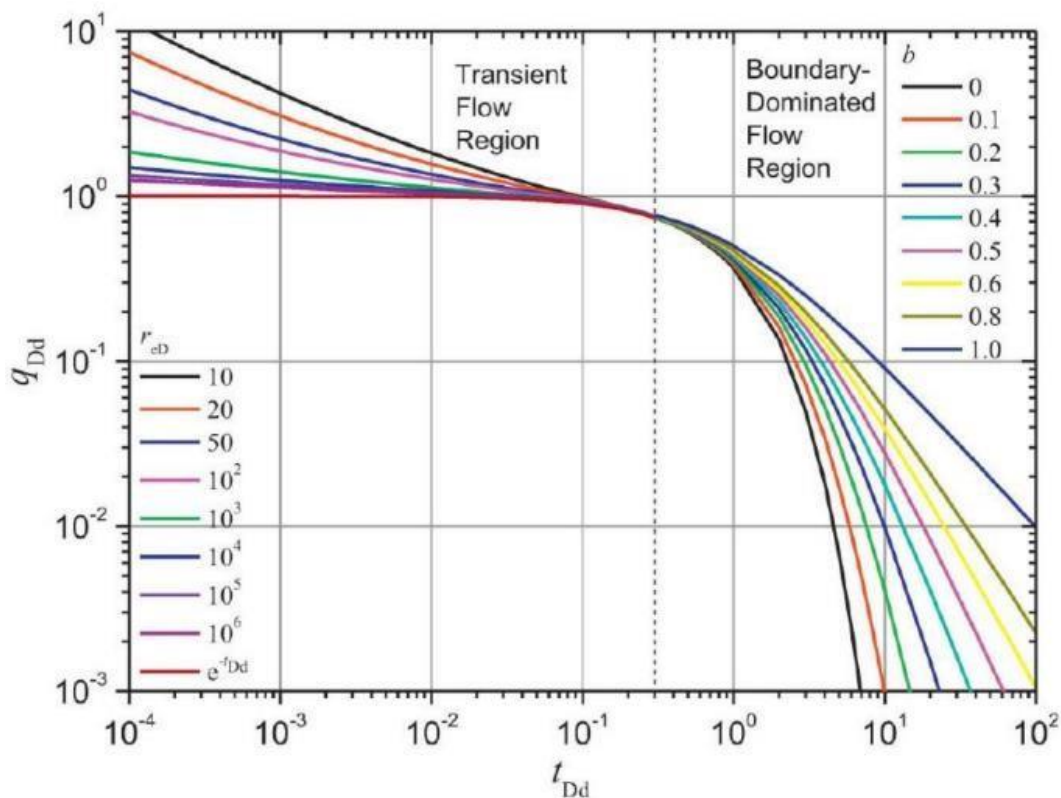
$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (18)$$

Donde  $C_t$  es el factor de compresibilidad total de la formación ( $\text{psi}^{-1}$ ),  $\beta_0$  es el factor volumétrico de formación del crudo (Bls/STB),  $q_D$  es la tasa producción adimensional,  $q$  es la tasa de producción del pozo (Bls/d),  $\emptyset$  es la porosidad de la formación productora (fracción),  $k$  es la permeabilidad (mD),  $\mu_o$  es la viscosidad del crudo (cp),  $h$  es el espesor productor neto (ft),  $P_i$  es la presión inicial del yacimiento (psi),  $P_{wf}$  es la presión de fondo fluente del pozo (psi), y  $r_w$  es el radio del pozo (ft).

De la misma manera que en los modelos anteriores, la metodología es hallar las distintas variables y graficar de acuerdo con la Figura 5, identificar la curva más semejante y seguir su trayectoria con el objetivo de desarrollar sus pronósticos sobre la producción.

**Figura 5**

*Curva tipo de Ketkovich*



Nota. Adaptado de FETKOVICH, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers: 1980.

### 2.2.4 Palacio y Blasingame

Las curvas de Palacio y Blasingame (1993) representaron un avance con respecto al pronóstico de la tasa de producción y el planteamiento de otras variables como el daño de un pozo, el radio de drenaje y la permeabilidad a partir de la evaluación de los datos de producción, debido a que toman en cuenta el balance de los materiales.

El método desarrollado por Palacio y Blasingame se basa principalmente en analizar la tasa de flujo normalizada (19).

$$\frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{P_i - P_{wf}} \tag{19}$$

También se planteó la tasa de flujo normalizada integral en función del tiempo t, entre el tiempo de balance de materiales “Tc” presente en la ecuación (21) y cero.

$$\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} \frac{q}{P_i - P_{wf}} d\tau \tag{20}$$

$$t_c = \frac{N_p}{q} \tag{21}$$

Así mismo es representada la tasa normalizada integral derivada y cuando ya se tienen calculadas las tres tasas de flujo, se determina el tiempo adimensional de balance de materiales expuesto en la ecuación (23).

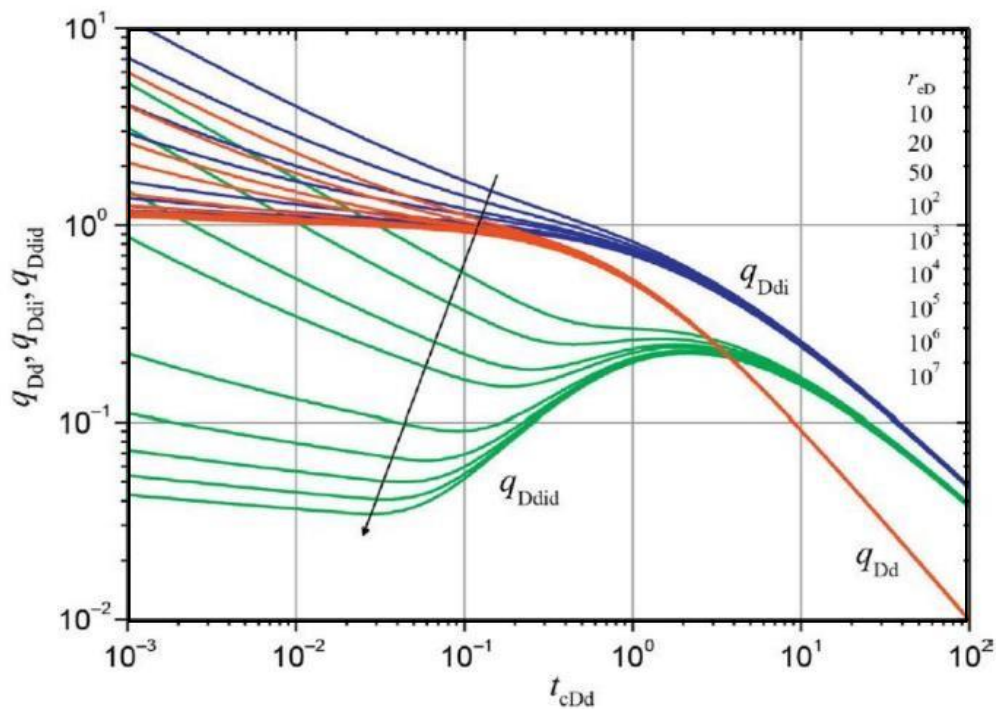
$$\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_{id} = \frac{d\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i}{d \ln t_c} = -t_c \frac{d\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i}{dt_c} \tag{22}$$

$$t_{cDd} = \frac{N_{pDd}}{q_{Dd}} = \frac{1}{q_{Dd}} \int_0^{t_{Dd}} q_{Dd}(\tau) d\tau \tag{23}$$

Después de haber establecido la totalidad de los valores anteriores se debe hallar el valor del radio de drenaje equivalente “r<sub>eD</sub>”, (parámetro el cual cumple un papel primordial para el desarrollo de las ecuaciones siguientes) mediante la elaboración de una gráfica utilizando papel logarítmico como se muestra en la Figura 6, y se ajusta a la gráfica de acuerdo con la de mayor coincidencia.

**Figura 6**

*Curvas de Palacio y Blasingame*



*Nota.* Adaptado de PALACIO, Juan Carlos. BLASINGAME, Thomas. Decline curve analysis using type curves. Society of Petroleum Engineers: 1993.

$$K = \frac{(q/\Delta P)_M \mu_o \beta_o}{(q_{Da})_M 2\pi h} \left[ \ln(r_{eD}) - \frac{1}{2} \right] \tag{24}$$

$$t_{cDd} = \frac{(2Kt_c/\phi C_t \mu)}{r_{wa}^2 (r_{eD}^2 - 1) \left[ \ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right]} \tag{25}$$

$$\tag{26}$$

$$r_{wa} = \left[ \frac{2K/\phi C_t \mu}{(r_{eD}^2 - 1) \left[ \ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right]} \left( \frac{t_c}{t_{cDd}} \right)_M \right]^{1/2}$$

$$S = \ln \frac{r_w}{r_{wa}} \quad (27)$$

$$r_e = \sqrt{\frac{\frac{\beta}{C_t} \left( \frac{t_c}{t_{cDd}} \right)_M \left( \frac{q/\Delta P}{q_{Dd}} \right)_M}{\pi h \phi}} \quad (28)$$

$$N = \frac{1}{C_t} \left( \frac{t_c}{t_{cDd}} \right)_M \left( \frac{q/\Delta P}{q_{Dd}} \right)_M (1 - S_w) \quad (29)$$

Donde, K es la permeabilidad de la formación productora (mD), h es el espesor productor neto (ft),  $\phi$  es la porosidad de la formación productora (fracción),  $\mu_o$  es la viscosidad del crudo (cp),  $\beta_o$  es el factor volumétrico de formación del crudo (BlS/STB),  $C_t$  es el factor de compresibilidad total de la formación ( $\text{psi}^{-1}$ ),  $S_w$  es la saturación de agua en el yacimiento (fracción),  $r_{wa}$  es el radio aparente del pozo (ft), N son las reservas del yacimiento en el que se encuentra el pozo (BlS).

### 2.3 Series de Tiempo

El modelo consiste en establecer una secuencia de recolección de datos sobre la producción, regido por series de tiempo constantes, las cual permiten el análisis individual de los datos recolectados cada instante y por lo tanto la identificación de instantes anormales en la producción.

Estas secuencias constan con un rango de valores (diario, semanal, mensual y anual) para los periodos de tiempo determinados.

En caso de encontrar un valor de producción igual a 0, este no debe ser tomado en cuenta para el pronóstico de producción. El paso a seguir sería otorgarle a ese instante un valor equivalente al promedio normal, puesto que el proceso de pronóstico de producción está basado en la identificación de los datos anormales recolectados del pozo, y en el caso de un instante de no producción es representada una falla o un suceso no natural del mismo.

El primer paso en el proceso de pronóstico es el reconocimiento de los datos anormales, el segundo paso sería hallar la componente tendencial; para establecer la tendencia de los datos se debe utilizar una de las cuatro tendencias diferentes (cuadrática, exponencial, cubica y lineal); y para determinar cuál de ellas representa mejor los datos analizados es empleado el software R, el cual evalúa los datos de acuerdo con los siguientes parámetros:

- El criterio de información de Akaike (ACI) es la medida de calidad relativa en un modelo estadístico, para un conjunto de datos específicos. ACI funciona igual que MSE.
- El coeficiente de decisión ( $R^2$ ) es el porcentaje de cambio en la variable de respuesta que es establecido por su relación con una o más variables predictoras, ajustado para el número de predictores en el modelo, se considera un criterio de decisión cuando  $R^2$  es equivalente a un valor de 1.
- El error cuadrático medio (MSE) en este caso el modelo será mejor a medida que su valor sea pequeño.

Por último, para concluir el proceso de pronóstico de producción se deben extrapolar los valores dados por la tendencia.

**2.4 Comparación de los modelos actuales para la generación de pronósticos de producción.**

La revisión bibliográfica realizada anteriormente, permitió identificar que los modelos existentes para la generación de pronósticos de producción, se basan en análisis gráficos, matemáticos y estadísticos, como se muestra en la tabla 2.

**Tabla 2.**

*Comparación de los modelos existentes para generar pronósticos de producción*

<b>Modelos</b>	<b>Variables</b>	<b>Consideraciones</b>	<b>Tipo de análisis</b>
<b>Arps, (1944)</b>	q, t, Np, n, D	n entre 0 y 1	Gráfico- Curvas de declinación
<b>Slider, (1964)</b>	q, t, Np, n, D	n = 0.5	Gráfico- Exponentes n
<b>Gentry y arps, (1972)</b>	qDd, tDd, NpDd, b	Propiedades Adimensionales	Gráfico- Propiedades adimensionales del pozo
<b>Fetkotvich, (1980)</b>	qDd, tDd, NpDd, b, qD, tD	Propiedades Adimensionales	Gráfico/Matemático- Propiedades adimensionales del pozo
<b>Palacio y blasingame (1993)</b>	q, ΔP, Np, tc, tcDd, K, rwa, re, N, S	Balance de Materiales	Gráfico/Matemático- Variables normalizadas
<b>Morales, (2001)</b>	Intervalos de Tiempo	Series de Tiempo	Estadístico
<b>Montes y calvete (2016)</b>	Intervalos de t, variables paramétricas y no paramétricas	Series de Tiempo, Datos Anormales de producción	Estadístico/ Matemático- tendencias

Dentro de la revisión se concluyó que estos modelos no consideran la variación de propiedades del fluido con respecto a la declinación del pozo. Con base en este análisis, se procede a estudiar el comportamiento de los fluidos con el cambio de presión, por medio de correlaciones y su incidencia en la tasa de declinación de un pozo.

### **3. Fluidos presentes en el yacimiento**

Es necesario llevar a cabo el estudio de los fluidos del yacimiento y sus propiedades, para el desarrollo del modelo de flujo y la simulación de las fases presentes en el mismo. En general los fluidos presentes en el yacimiento en distintas proporciones son: gas, agua y petróleo; en conjunto con otros componentes no hidrocarburos en muy menores cantidades: oxígeno, azufre, nitrógeno, entre otros.

#### **3.1 Fluidos presentes en un yacimiento**

Para determinar y clasificar las propiedades de los fluidos, la industria de hidrocarburos emplea el comportamiento de fases como método de clasificación de yacimientos; dicha clasificación se desarrolla a través de un diagrama que relaciona las variaciones de la temperatura y la presión y da a reflejar el comportamiento del crudo ante estas; la clasificación del yacimiento se regirá según unos parámetros básicos: presión y temperatura iniciales del yacimiento, presión y temperatura de producción en la superficie, ubicación de la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica y la composición de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento.

Los componentes con mayor relevancia son el metano y el C7 + generalmente (plus -fracción), los cuales intervienen en la temperatura crítica y el tamaño de la envolvente de fase del hidrocarburo; que a su vez son dos de los criterios que determinan la clasificación de los yacimientos, sin embargo, esta depende más de la temperatura del yacimiento.

En palabras generales, hay dos tipos de yacimientos:

- Yacimientos de petróleo: cuando la temperatura crítica, del fluido del yacimiento, es mayor que la temperatura del yacimiento.

- Yacimiento de gas: si la temperatura del fluido hidrocarburo es menor que la temperatura crítica del yacimiento.

También existen distintas categorías específicas como: gas seco, gas húmedo, gas retrogrado, aceite volátil y aceite negro, debido a que en múltiples ocasiones los fluidos de los yacimientos presentan composiciones químicas y físicas de grandes variedades y es necesario clasificar cada una de ellas.

### **3.2 Modelo de fluido aplicado para la simulación del yacimiento**

La simulación numérica se usa ampliamente para predecir el comportamiento de los yacimientos de petróleo y gas durante la producción, y el tratamiento de las propiedades del fluido constituye un aspecto importante de dicha simulación. Para fines de este estudio, tener claridad sobre el modelo a ser usado para la caracterización de los yacimientos es de vital importancia, pues permitirá la selección de las correlaciones PVT a ser utilizadas para la descripción de del comportamiento del fluido a estudiar.

En general, los modelos utilizados para el modelado del comportamiento de fases de un yacimiento, son el “Modelo Black Oil” y el “Modelo Composicional”.

#### **3.2.1 Modelo Black Oil**

Los simuladores de tipo Black Oil están diseñados para modelar cualquier proporción de gas, petróleo y agua, y representan el gas que entra o sale de la solución. La formulación Black Oil es un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales que representan el flujo de tres pseudo-componentes (petróleo - gas - agua) en tres fases (oleosa, gaseosa y acuosa). Las ecuaciones surgen de combinar la ecuación de conservación de masa para cada componente con la ecuación de flujo de Darcy para cada fase (Aziz & Settari, 1985)

Las hipótesis del modelo son:

- 1) No hay transferencia de masa entre la fase acuosa y las otras dos
- 2) La transferencia de masa entre las fases oleosa y gaseosa es unidireccional: el componente gas se solubiliza en la fase oleosa pero la componente petróleo no se vaporiza en la fase gaseosa.

### ***3.2.2 Modelo Composicional***

Con los llamados simuladores de yacimientos composicionales, la representación del sistema de hidrocarburos se aborda desde un ángulo completamente diferente. Aquí los fluidos de hidrocarburos se describen en términos de sus componentes moleculares, o más bien pseudo-moleculares, y el balance de materia se expresa en una base molar. Los componentes en cuestión pueden ser metano, etano, etc. hasta n-hexano; algunos componentes para representar la fracción C7 +; y N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y posiblemente H<sub>2</sub>S (además del agua). La formulación de las ecuaciones debe complementarse con un modelo de comportamiento de fase, es decir, relaciones auxiliares para el equilibrio de fase y el cálculo de las propiedades del fluido a partir de las composiciones (Amooie & Moortgat, 2018).

Este estudio utilizará el Modelo de Black Oil, debido a que no se cuenta con la composición exacta del fluido modelado. Por lo tanto, se modelarán las propiedades del fluido usando las correlaciones PVT para el modelo Black Oil.

### **3.3 Ecuaciones de flujo de un fluido a través de un medio poroso.**

El flujo de fluidos a través de medios porosos es un tema muy amplio y complejo, que ha tomado bastante relevancia en la ingeniería de petróleos a lo largo de las últimas décadas; múltiples científicos, analíticos, ingenieros, etc. Han desarrollado distintos métodos para comprender y manejar la dinámica del flujo de los fluidos en este tipo de medios, y de esa manera proponer modelos de predicción con respecto al comportamiento de los mismos.

La complejidad de esta dinámica de flujo radica en que su comprensión depende de múltiples fenómenos físicos presentes en el yacimiento al instante del flujo, junto con diferentes propiedades petrofísicas y geológicas, lo cual obliga a los analíticos y científicos a desarrollar o métodos experimentales muy detallados y específicos, o modelos matemáticos demasiado extensos y complejos.

Los medios porosos y el flujo multifásico asociado dentro de ellos han recibido considerable atención durante las últimas décadas. (...) siendo de naturaleza estadística, implica tal cantidad de cálculo que solo la llegada de Los procesadores de matriz ha hecho posible emprender tales cálculos. (Baigorria, Pousa, Di Leo, & Maranon, 1994, p.2)

Las variables que los autores han estudiado e intentado relacionar para desarrollar los modelos, son las propiedades macroscópicas (permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, etc), los fenómenos microscópicos de los poros y la naturaleza física de los fluidos, y otras propiedades físicas como la presión capilar y la permeabilidad relativa.

Teniendo en cuenta lo anterior, algunos de los mecanismos conocidos hasta el momento son: el flujo de tipo Darcy (linear-laminar), absorción y desorción, difusión y flujo turbulento. Los cuales se encuentran basados en un conjunto de ecuaciones que serán explicadas a continuación.

### ***3.3.1 Ley de Darcy***

El ingeniero francés Henry Darcy el año 1856 publica en Paris la monografía "Les font aines publques de la Ville de Dijon", quien en un apartado de dicho libro expuso una serie de experimentos con respecto al comportamiento de un caudal de agua al fluir a través de un filtro de arena; desarrollando en consecuencia una de las ecuaciones más importantes y útiles para la ingeniería de yacimientos hasta el día de hoy. Dicha ecuación concluida, propone que en un medio poroso la velocidad de un fluido homogéneo es inversamente proporcional a la viscosidad y

directamente proporcional al gradiente de presión, y está condicionada por la presencia de factores como: el flujo pseudo-estable, el flujo laminar, la formación homogénea y los fluidos no compresibles (Darcy, 1856).

$$q = \frac{k A \Delta h}{L} \quad (30)$$

Donde “L” corresponde a la longitud del medio poroso entre el punto 1 y 2, m, “Δh” las alturas por encima de un nivel de referencia del agua en manómetros terminados arriba y debajo de la arena, “q” es el volumen del área de la unidad de cruce de agua en unidad de tiempo y k es la conductividad hidráulica del medio poroso (lecho de arena), m/s.

Esta ecuación ha sido modernizada y adecuada para ser aplicada a fluidos hidrocarburos, agregándole la variable de la viscosidad; por lo cual la ecuación utilizada hoy en día para determinar el caudal del agua, el gas y el petróleo en los yacimientos es:

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{kA}{\mu L} \Delta P \quad (31)$$

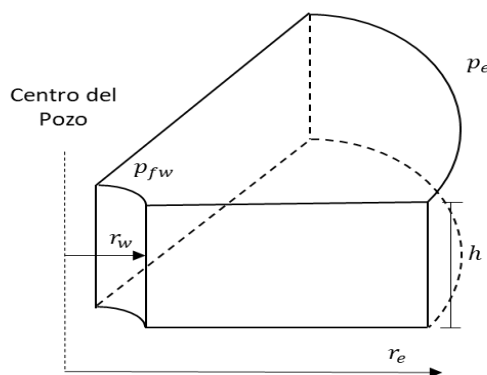
En la cual “L” hace referencia a (ft), “q” se refiere a (bbpd), “k” a (mD), “A” representa a (ft<sup>2</sup>), “Δh” a (psi), y “μ” es (cp).

Es importante aclarar que la ecuación de Darcy suponía que el flujo de fluidos en un medio poroso era directamente proporcional con el gradiente de presión, hasta que observaciones empíricas descubrieron que la relación lineal entre estas se acaba al aplicar muy altas presiones, y al alcanzar muy altas velocidades. Por lo cual los ingenieros llegaron a la conclusión que dicha ecuación sería válida solo para regiones de velocidad relativamente baja.

**3.3.1.1 Ley de Darcy para flujo de tipo radial.** El tipo radial de la ecuación de Darcy es utilizado principalmente para describir el flujo de un fluido a través de un pozo vertical, y como se muestra en la Figura 7 de tipo cilíndrico, puesto que se debe registrar un flujo de fluidos a través de la formación en dirección al pozo; y para que esto sea posible la presión a una distancia determinada de la formación debe ser mayor que la presión en la cara del pozo.

**Figura 7**

*Modelo de flujo radial*



En un yacimiento de petróleo negro la ecuación que es utilizada para determinar el flujo de tipo radial es la siguiente:

$$Q_o = \frac{0,00708kh (p_e - p_{wf})}{U_o B_o Ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (32)$$

Donde se observa que para un pozo de forma cilíndrica de radio exterior “re”, y radio de la cara del pozo “rw”, “pwf” es la presión en la cara del pozo, “pe” es la presión en el radio exterior y posee un espesor “h”.

Para determinar Re, si se cuenta con el área de drenaje, en caso de no tenerse el valor se cuenta con la siguiente correlación:

$$r_e = \sqrt{(43560 * A)/(2\pi)} \quad (33)$$

### 3.3.2 Ecuación de Forcheimer

La ecuación de Forcheimer es conocida también como la ecuación “trans-Darcy” debido a que es la ecuación empleada en la ingeniería de yacimientos para determinar el flujo de los fluidos a través del pozo cuando estos sobrepasan los parámetros de linealidad que condicionan a la ley de Darcy; por lo tanto, es más que todo utilizada en el sector de conductividad de fractura hidráulica, pues en este las velocidades de flujo tienden a ser mucho mayores que en el resto del yacimiento.

Un flujo de tipo No Darcy se refiere a aquellos en los cuales la relación de proporcionalidad entre el flujo y el gradiente potencia sufre una variación; lo cual es común en varios sistemas de yacimientos de hidrocarburos. La ecuación desarrollada por Forcheimer (1901) es la que rige el cálculo del flujo en ciertos pozos con flujos de tipo No Darcy; pues asume una variable cuadrática de fuerza inercial microscópica que no supone la ecuación de Darcy, la cual se ve necesaria bajo ciertas condiciones de presión y velocidad.

$$-\frac{\partial P}{\partial L} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (34)$$

En la cual  $\beta$  representa el factor “beta” o factor de resistencia a la inercia (propiedad intrínseca del medio poroso), la cual se puede evidenciar en la pendiente de la gráfica de la permeabilidad aparente inversa, frente a un valor pseudo-reynolds dimensional ( $\rho V/\mu$ ). Donde se desarrolla la siguiente expresión de permeabilidad aparente:

$$\frac{1}{k_{app}} = -\frac{dp}{dx} \frac{1}{\mu V} = \frac{1}{k} + \beta \frac{\rho V}{\mu} \quad (35)$$

El coeficiente expuesto por Forcheimer ha sido causa de controversia entre los analíticos de la industria de yacimientos desde su propuesta, debido a que no posee una manera establecida para determinar un valor exacto de este, sin embargo, varios autores han desarrollado distintos tipos de correlaciones de variables para hallar valores aproximados, los cuales han sido bastante útiles y precisos. Una de estas ecuaciones de correlaciones de propiedades es la ecuación de Geerstma (1974)

$$\beta = \frac{4.85 \times 10^4}{\Phi^{5.5} \sqrt{k}} \quad (36)$$

Donde “ $\Phi$ ” es la porosidad del pozo, y “ $k$ ” la permeabilidad promedio del mismo. Esta ecuación propuesta por Geerstma busca relacionar la permeabilidad y porosidad de yacimientos conformados por areniscas y carbonatos, implementando a su vez el factor agregado por Forcheimer.

### ***3.3.3 Ecuación de Ergun***

La ecuación desarrollada por Ergun (1952) es análoga a la ecuación de Forcheimer, puesto que ambas representan una alternativa viable para calcular el flujo de fluidos de tipo No Darcy en yacimientos de petróleo y gas, pero con diferencias respecto al medio del flujo, es decir, que la ecuación de Ergun puede ser implementada para determinar flujo de fluidos a través tanto de medios porosos como no porosos; razón entre las cuales es de gran importancia y utilidad en la ingeniería química en procesos como la fluidización de medios, como en lechos fijos y lechos granulares (Yang, 2003).

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \mu V \frac{150(1 - \Phi)^2}{d_p^2 \Phi^3} + 1.75 \frac{\rho V^2 (1 - \Phi)}{d_p \Phi^3} \tag{37}$$

La ecuación de Ergun introduce una nueva variable que califica el medio a través del término porosidad, esta variable recibe el nombre de tamaño de partícula “ $d_p$ ”, y hace uso de los factores de fricción y viscosidad como parte de la caída de presión a través del lecho, al igual que la ecuación de Forcheimer, sin embargo, estas dos difieren de gran manera con respecto a los valores establecidos para la permeabilidad, la porosidad, la presión y la velocidad, junto con los valores determinados para el uso de la ecuación de Darcy, como se logra observar en la tabla 3.

**Tabla 3**

*Rangos de parámetros para las ecuaciones de Forcheimer y Ergun.*

<b>Parámetro</b>	<b>Ec. Ergun</b>	<b>Ec. Forcheimer</b>
<b>Rango de porosidad</b>	Alto, hasta 0.9	<0.4
<b>Permeabilidad</b>	Muy alta	Baja, media y alta
<b>Velocidad</b>	Alta	Baja
<b>Presión</b>	Baja	Media y alta

**3.3.4 Selección de la ecuación de flujo**

En este estudio se decidió hacer uso de la ecuación de Darcy para determinar si las propiedades del fluido presentes en esta correlación intervenían en la declinación de la producción de un pozo de petróleo negro, ya que se contaba con los datos y propiedades petrofísicas para hacer uso de la misma, siendo esta la más práctica de las tres ecuaciones mencionadas anteriormente.

**Tabla 4**

*Comparaciones de las ecuaciones de flujo a través de medios porosos*

<b>Modelos</b>	<b>VARIABLES</b>	<b>Consideraciones</b>
<b>Ley de Darcy (1854)</b>	$Q_o, K, h, P_e, P_{wf}, \mu_o, B_o, r_e, r_w$	Flujo estable y pseudoestable, un solo fluido debe saturar el medio poroso, flujo laminar, sistema lineal de variables.
<b>Ecuación de Forcheimer (1901)</b>	$K_{app}, \mu_o, K, \beta, V, \Phi$	Flujo turbulento, sistema no lineal, fuerza inercial.
<b>Ecuación de Ergun (1952)</b>	$\Delta P, \mu_o, V, \Phi, dP$	Flujo turbulento, medios porosos y no porosos, tamaños de partícula, sistema no lineal

Además, esta ecuación no requiere de datos petrofísicos especializados para determinar propiedades como  $\beta$  en la ecuación de Forcheimer y  $D_p$  en la ecuación de Ergun, datos con los cuales no se contaban al momento de la realización de este estudio.

#### 4. Condiciones que alteran los pronósticos de producción

Para lograr entender cuáles son los aspectos que intervienen a la hora de determinar la tasa de declinación de un yacimiento, es importante llevar a cabo el análisis de dicha producción mediante una simulación numérica del comportamiento de ciertas propiedades del mismo. Teniendo en cuenta esto, se propuso el modelo de un sector de un campo, analizando las propiedades mencionadas a continuación y presentes en la ecuación de Darcy:

##### 4.1. Permeabilidad

La permeabilidad es definida como la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de fluido a través de sus poros interconectados y es medida en Darcys (D) o miliDarcys (mD). Henry Darcy (1854) quién desarrolló una ecuación de flujo de fluidos, se define matemáticamente la permeabilidad, como la medida del grado y el tamaño en que los espacios porosos están

conectados. La permeabilidad, en la ecuación de Darcy (30) se denomina permeabilidad "absoluta" ( $\kappa_a$ ) si la roca está 100% saturada con un solo fluido (o fase), como petróleo, gas o agua. En presencia de más de un fluido, la permeabilidad se denomina permeabilidad "efectiva" ( $\kappa_e$ ), siendo  $\kappa_o$ ,  $\kappa_w$ ,  $\kappa_g$  la permeabilidad efectiva del petróleo, agua y gas respectivamente. Los fluidos del yacimiento interactúan entre sí durante su movimiento a través de los canales porosos de la roca; en consecuencia, la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases siempre será menor que la permeabilidad absoluta.

En presencia de más de un fluido en la roca, la relación entre la permeabilidad efectiva de cualquier fase y la permeabilidad absoluta de la roca se conoce como la permeabilidad "relativa" ( $\kappa_r$ ) de esa fase, es decir:

$$k_{r,g} = \frac{k_g}{k} \quad (38)$$

$$k_{r,g} = \frac{k_g}{k} \quad (39)$$

$$k_{r,w} = \frac{k_w}{k} \quad (40)$$

Siendo así la permeabilidad relativa del petróleo, del gas y del agua respectivamente. Levorsen, (1973) define los valores de permeabilidad absoluta en una escala como se muestra a continuación en la tabla 5, siendo esta el valor de permeabilidad tomado en cuenta para este estudio.

**Tabla 5***Clasificación de las permeabilidades de los yacimientos comunes*

<b>Evaluación</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>
<b>Baja</b>	< 50
<b>Media - baja</b>	50 - 200
<b>Media</b>	200 - 800
<b>Alta</b>	>800

#### **4.2 Análisis PVT de los fluidos a examinar**

Para el correcto desarrollo de la prueba fueron examinados por el Laboratorio de Fluidos del ICP, 3 crudos extraídos de diferentes campos y que hacen parte de distintas categorías según la escala API: crudo liviano (34°API), crudo mediano (25°API) y crudo pesado (13°API). Esta prueba fue llevada a cabo a Temperatura de 145°F y un rango de presión de 0 a 2500 psi. (Murcia, 2020).

**Tabla 6***Análisis PVT de un crudo pesado "13° API"*

<b>Presión</b>	<b>Rs</b>	<b><math>\beta_o</math></b>	<b>Eg</b>	<b><math>\mu_o</math></b>	<b><math>\mu_g</math></b>
<b>(psi)</b>	<b>(ft3/bbl)</b>	<b>(bbl/STB)</b>	<b>(ft3/bbl)</b>	<b>cp</b>	<b>cp</b>
<b>2580</b>	340.2	1.18	1084.53	10.9	0.021
<b>1870</b>	231.2	1.13	780.68	16.6	0.017
<b>1160</b>	131.7	1.09	451.1	29.0	0.014
<b>450</b>	43.8	1.05	157.45	61.9	0.012
<b>333.9</b>	31.2	1.05	114.76	71.6	0.012
<b>304.8</b>	28.2	1.05	104.32	74.3	0.011
<b>217.8</b>	19.5	1.04	73.55	83.1	0.011
<b>188.8</b>	16.7	1.04	63.47	86.3	0.011
<b>159.7</b>	14	1.04	53.48	89.6	0.011
<b>101.7</b>	8.9	1.04	33.75	96.3	0.011
<b>72.7</b>	6.5	1.04	24.02	99.8	0.011
<b>43.7</b>	4.2	1.04	14.37	103.2	0.011
<b>14.7</b>	2.2	1.04	4.81	106.6	0.011

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

**Tabla 7***Análisis PVT de un crudo mediano "25°API"*

<b>Presión</b>	<b>Rs</b>	<b><math>\beta_o</math></b>	<b>Eg</b>	<b><math>\mu_o</math></b>	<b><math>\mu_g</math></b>
<b>(psi)</b>	<b>(ft3/bbl)</b>	<b>(bbl/STB)</b>	<b>(ft3/bbl)</b>	<b>cp</b>	<b>cp</b>
<b>2481.7</b>	64.7	1.06	195.01	5.7	0.013
<b>2292</b>	59.1	1.06	179.71	5.9	0.013
<b>2102.2</b>	53.7	1.05	164.49	6.1	0.013
<b>1722.6</b>	43	1.05	134.42	6.6	0.012
<b>1532.9</b>	37.9	1.05	119.56	6.8	0.012
<b>1153.3</b>	27.9	1.04	90.17	7.4	0.012
<b>963.5</b>	23.1	1.04	75.65	7.7	0.012
<b>773.8</b>	18.5	1.04	61.22	8.0	0.012
<b>584</b>	14.1	1.04	46.96	8.3	0.012
<b>394.2</b>	9.9	1.04	32.79	8.6	0.012
<b>204.4</b>	6.0	1.04	18.74	8.9	0.012
<b>14.7</b>	2.5	1.04	4.80	9.3	0.012

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

**Tabla 8***Análisis PVT para un crudo liviano "34°API"*

<b>Presión</b>	<b>Rs</b>	<b><math>\beta_o</math></b>	<b>Eg</b>	<b><math>\mu_o</math></b>	<b><math>\mu_g</math></b>
<b>(psi)</b>	<b>(ft3/bbl)</b>	<b>(bbl/STB)</b>	<b>(ft3/bbl)</b>	<b>cp</b>	<b>cp</b>
<b>2500</b>	474.9	1.2	981.97	0.8	0.017
<b>2122</b>	348.9	1.16	762.04	0.9	0.016
<b>1496</b>	230.3	1.11	531.11	1.2	0.015
<b>870</b>	121.6	1.07	300.62	1.	0.014
<b>812.98</b>	112.3	1.07	280.05	1.7	0.014
<b>755.95</b>	103.2	1.07	259.57	1.7	0.013
<b>527.87</b>	68.1	1.06	178.78	2.0	0.013
<b>470.85</b>	59.7	1.05	158.89	2.1	0.013
<b>356.81</b>	43.6	1.05	119.51	2.3	0.013
<b>299.79</b>	35.9	1.05	100.03	2.4	0.013
<b>242.77</b>	28.4	1.04	80.69	2.5	0.013
<b>185.75</b>	21.3	1.04	61.5	2.6	0.013
<b>128.73</b>	14.6	1.04	42.45	2.7	0.013
<b>71.71</b>	8.3	1.04	23.55	2.8	0.013
<b>14.7</b>	2.8	1.04	4.80	2.9	0.013

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

### 4.3 Características analizadas en el módulo de simulación

Teniendo en cuenta lo determinado por Levorsen (1973) para la permeabilidad, y con base en datos de campo, se desarrolló una evaluación de crudo con base en 3 indicadores de cada variable presente en la ecuación de flujo de Darcy, como se puede observar en la tabla 9.

**Tabla 9**

*Factores petrofísicos determinados para el módulo de simulación*

<b>Evaluación</b>	<b>Espesor</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Radio de drenaje (acres)</b>
<b>Baja</b>	30	200	25
<b>Media</b>	60	700	40
<b>Alta</b>	100	1200	55

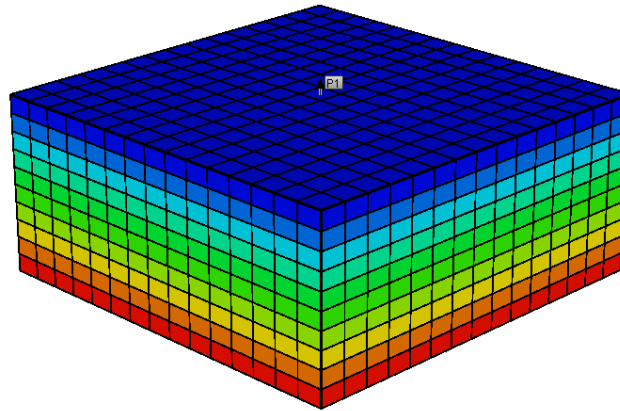
### 4.4 Diseño experimental empleado para la determinación del coeficiente de correlación

Con el fin de implementar un modelo de simulación Sector Model con la capacidad de manejar modelos Black oil, se diseñó un prototipo utilizando el módulo de IMEX del software Computer Modeling Group (CMG). El modelo tiene un área aproximada de 120 acres y posee una forma cuadrada como se muestra en la Figura 8.

Los valores de permeabilidad se encuentran en la sección 4.1, las propiedades del fluido se presentan en la sección 4.2, las características petrofísicas en la sección 4.3 las propiedades generales del enmallado del modelo de simulación se encuentran en la tabla 10, las condiciones iniciales en la figura 8 y el manejo de los pozos en la figura 9.

**Figura 8**

*Enmallado del modelo de simulación*



**Tabla 10**

*Datos del modelo de simulación*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Área de modelo</b>	120 acres
<b>Espesor del modelo</b>	50 ft
<b>Dimensiones del enmallado</b>	15*15*10
<b>Dimensiones de la celda</b>	152.4ft*152.4ft*5ft
<b>Volumen inicial de gas libre</b>	0

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

**Figura 9**

*Condiciones iniciales del modelo de simulación*

**Figura 10**

*Control de los pozos del modelo de simulación*

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action	Frequency
+ 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	1000 psi	CONT	

**4.5 Evaluación de sensibilidad de factores límites**

Se planteó un análisis de sensibilidad, implementando variaciones en el modelo de simulación, teniendo como punto de referencia las variables presentes en la ecuación de Darcy, pues esta modela en geometría radial el flujo de fluidos en medios porosos.

Con el fin de establecer el grado de impacto de las variables mencionadas, tal como es mencionado por Montes, (2016) el exponente n en las situaciones analizadas son cercanos a 0, por lo tanto, la simulación numérica de yacimientos presenta resultados de tipo de declinación exponencial. Los valores determinados para la evaluación de sensibilidad se muestran en la Tabla.

**Tabla 11**

*Valores propuestos para el análisis de sensibilidad.*

Variable	Valores	Rangos
Modelo de fluido	13	Crudo Pesado
	25	Crudo Mediano
	34	Crudo Liviano
Espesor	30	
	60	
	100	
Radio de drenaje	25	
	40	
	55	
	200	
Permeabilidad	700	Rangos seleccionados de Lavorsen, (1973)
	1200	

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

**4.5 Ejecución y resultados del diseño experimental**

Para poder evaluar los posibles escenarios, se plantea un diseño experimental completo de 4 variables y 3 factores, dando como resultado 81 corridas de simulación, siendo todas las combinaciones posibles al llevar a cabo las pruebas de simulación correspondientes, junto con el accionar de las variables seleccionadas.

Al utilizar el software Microsoft Excel se pudo obtener como resultado una matriz que relaciona el grado de correlación de cada variable con las variables de interés, con el fin de plantear un análisis de correlación a partir los resultados obtenidos. Dicho coeficiente de correlación proporciona la relación lineal existente entre dos variables en un rango de valores que va desde -1 hasta 1. “cuando el coeficiente de correlación es muy cercano a uno en valor absoluto, indica que la relación entre las variables es muy fuerte mientras que, si es muy cercano a cero, indica que la relación es muy débil”. (Lahura, 2003, pág. 17)

En la tabla 12 se presentan las distintas interpretaciones del coeficiente de correlación muestra.

**Tabla 12**

*Interpretaciones del coeficiente de correlación muestral*

<b>Valor del coeficiente</b>	<b>Interpretación</b>
$0 < r < 1$ y $r \rightarrow 1$	Relación lineal positiva y fuerte.
$0 < r < 1$ y $r \rightarrow 0$	Relación lineal positiva y débil.
$r=0$	No existe relación lineal.
$-1 < r < 0$ y $r \rightarrow -1$	Relación lineal negativa y fuerte.
$-1 < r < 0$ y $r \rightarrow 0$	Relación lineal negativa y débil.

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

Los resultados del análisis de correlación se presentan en la tabla 13. El coeficiente ubicado en la intersección de la fila i con la columna j, representa el grado de correlación existente entre las variables i y j.

**Tabla 13**

*Análisis de correlación de las variables*

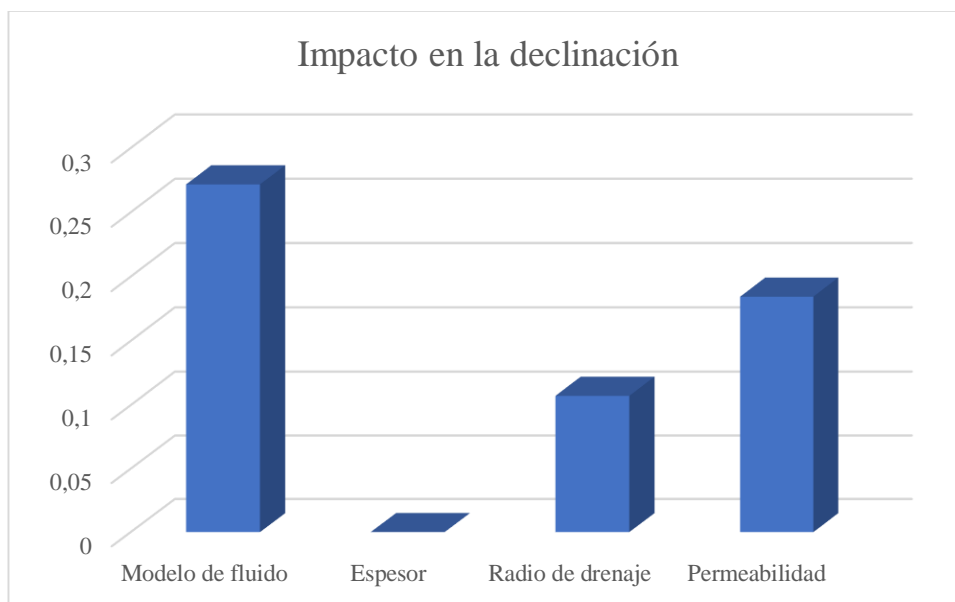
	Modelo de fluido	Espesor	Radio de drenaje (Acres)	Permeabilidad	Declinación
Modelo de fluido	1				
Espesor	9.98199E-17	1			
Radio de drenaje (Acres)	-7.30325E-18	0	1		
Permeabilidad	0	0	0	1	
Declinación	0.271670487	-9.6739E-05	-0.107245671	0.18437404	1

La última fila de la Tabla 13, contiene los valores de interés para el estudio llevado a cabo que permiten analizar los factores que más afectan el valor de la declinación de un pozo de petróleo como se muestra en la Figura 11.

A partir de los resultados puede concluirse que, aspectos como el espesor y el radio de drenaje de la roca no tienen un impacto significativo sobre la tasa de declinación de un pozo de petróleo. Por el contrario, el tipo de fluido tiene la mayor incidencia en el valor de la declinación de un pozo.

**Figura 11**

*Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación*



### 5. Propiedades PVT para modelo Black Oil

Al tener muestras de los fluidos presentes en un yacimiento, podemos identificar que las propiedades físicas más influyentes en el comportamiento de los mismos van a ser la presión, volumen y temperatura, a lo que se le conoce como (PVT). El tipo de yacimiento y el comportamiento de fases de los fluidos va a ser determinado por los parámetros antes mencionados, por lo que se han desarrollado correlaciones que permiten la clasificación e identificación de los fluidos, permitiendo así la evaluación las reservas de petróleo y gas, la eficiencia de recuperación, la optimización de la producción, entre otros. Al verse en la necesidad de analizar el comportamiento de un fluido presente en yacimiento, en este caso de estudio siendo el petróleo negro, la literatura nombra como las propiedades más representativas la densidad, la

tasa de solubilidad, punto de burbuja, factor volumétrico de formación, el coeficiente de compresibilidad isotérmico y la viscosidad descrita a continuación por diferentes autores.

### 5.1 Densidad del petróleo

En el modelo clásico de Black Oil, se asume que solo hay dos componentes: gas y petróleo. El petróleo se encuentra siempre en estado líquido, y el gas podría estar en estado gaseoso o líquido.

#### 5.1.1 Ecuación general

De acuerdo con la afirmación anterior, si el petróleo tiene gas disuelto a una presión por encima del punto de burbuja, la densidad del petróleo es:

$$\rho_o = \rho_{ob} \times \exp[c_o(P - P_b)] \quad (41)$$

Donde

$\rho_o$  = densidad del petróleo a una presión por encima del punto de burbuja, lb/pc

$c_o$  = compresibilidad del petróleo,  $\text{psia}^{-1}$

$\rho_{ob}$  = densidad del petróleo a la presión de burbuja, lb/pc

$P$  = presión de interés, psia

$P_b$  = presión de burbuja, psia

#### 5.1.2 Standing (1980)

Standing (1980) propuso una correlación empírica para estimar el factor volumétrico de formación del petróleo, al combinar la definición matemática de este con la correlación de Standing, la densidad de un petróleo crudo a una presión y temperatura específicas se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.175}} \quad (42)$$

Donde

$T$  = temperatura del sistema, °R

$\gamma_o$  = gravedad específica del petróleo medida a condiciones de separador

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas medida a condiciones de separador

$R_s$  = solubilidad del gas, SCF/STB

## 5.2 Tasa de solubilidad del gas

Definido como los pies cúbicos de gas, disueltos en un barril de crudo a condiciones de superficie (14,7 psi y 60°F). La solubilidad del gas alcanza su valor máximo al alcanzar la presión de punto de burbuja, cuando todo el gas disponible se disuelve en el petróleo.

### 5.2.1 Standing (1947)

Standing (1947) propuso una correlación gráfica para determinar la solubilidad del gas en función de la presión, la gravedad específica del gas, la gravedad API y la temperatura del sistema. La correlación se desarrolló a partir de un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente en 22 mezclas de hidrocarburos de petróleo crudo y gases naturales de California. La correlación propuesta tiene un error promedio de 4.8% y en general es recomendable usarla para crudos con API menor o igual a 15° a temperatura de yacimiento. En forma matemática, Standing (1981) expresó su correlación gráfica propuesta en la siguiente forma matemática más conveniente:

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048} \quad (43)$$

Con

$$x = 0.0125 \text{ API} - 0.00091 (T - 460) \quad (44)$$

Donde:

$R_s$  = solubilidad del gas SCF/STB

$T$  = Temperatura, °R

$p$  = Presión del sistema igual o menor a la presión de burbuja, psia

$\gamma_g$  = gravedad especifica del gas

API = gravedad del petróleo, °API

### 5.2.2 Vasquez y Beggs (1980)

Vásquez y Beggs (1980) presentaron una correlación empírica mejorada para estimar  $R_s$ .

La correlación se obtuvo mediante análisis de regresión utilizando 5008 puntos de datos de solubilidad de gas medidos. Según la gravedad del petróleo, los datos medidos se dividieron en dos grupos. Esta división se realizó con un valor de gravedad de aceite de 30 ° API. La ecuación propuesta tiene la siguiente forma:

$$R_s = C1 \gamma_{gs} P^{C2} \exp \left[ C3 \left( \frac{API}{T} \right) \right] \quad (4-24) \quad (45)$$

Donde los valores de los coeficientes son los siguientes:

**Tabla 14**

*Valores de los coeficientes para la ecuación  $R_s$  de Vasquez y Beggs (1980)*

<b>Coeficientes</b>	<b>API <math>\leq 30^\circ</math></b>	<b>API <math>&gt; 30^\circ</math></b>
<b>C1</b>	0.362	0.0178
<b>C2</b>	1.0937	1.187
<b>C3</b>	25.724	23.931

Donde:

$R_s$  = solubilidad del gas SCF/STB

$T$  = Temperatura, °R

$p$  = Presión del sistema, psia

$\gamma_g$  = gravedad especifica del gas

API = gravedad del petróleo, °API

Al darse cuenta de que el valor de la gravedad específica del gas depende de las condiciones bajo las cuales se separa del petróleo, Vásquez y Beggs propusieron que el valor de la gravedad específica del gas obtenido de una presión del separador de 100 psig se use en esta ecuación. Se eligió la presión de referencia porque representa las condiciones promedio del separador de campo. Los autores propusieron la siguiente relación para el ajuste de la gravedad del gas,  $\gamma_g$ , a la presión del separador de referencia:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[ 1 + 5.912 (10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (46)$$

Donde

$\gamma_{gs}$  = gravedad del gas a la presión de referencia del separador

$\gamma_g$  = gravedad del gas a las condiciones actuales de  $P_{sep}$  y  $T_{sep}$  del separador

$T_{sep}$  = temperatura actual del separador, psia

$P_{sep}$  = presión actual del separador, °R

Si las condiciones del separador son desconocidas, la gravedad del gas no ajustada puede usarse en la ecuación 46. Una evaluación independiente de esta correlación por Sutton y Farashad (1984) muestra que la correlación es capaz de predecir solubilidades de gas con un error absoluto promedio del 12,7%.

### 5.2.3 Glaso (1980)

Glaso (1980) propuso una correlación para estimar la solubilidad del gas en función de la gravedad API, la presión, la temperatura y la gravedad específica del gas. La correlación se desarrolló a partir del estudio de 45 muestras de petróleo crudo del Mar del Norte. Glaso informó un error promedio de 1.28% con una desviación estándar de 6.98%. La relación propuesta tiene la siguiente forma:

$$R_s = \gamma_g \left\{ \left[ \frac{API^{0.989}}{(T - 460)^{0.172}} \right] (A) \right\}^{1.2255} \quad (46)$$

Donde A es un coeficiente dependiente de la presión, definido como:

$$A = 10^X \quad (47)$$

Con X siendo:

$$x = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093(\log p)]^{0.5} \quad (48)$$

Donde:

$R_s$ = solubilidad del gas, SCF/STB

$T$ = Temperatura, °R

$p$ = Presión del sistema, psia

$\gamma_g$ = gravedad especifica del gas en solución

API= gravedad del petróleo, °API

#### 5.2.4 Petrosky y Fashard (1993)

Petrosky y Farshad (1993) utilizaron un software de regresión múltiple no lineal para desarrollar una correlación de solubilidad de gases. Los autores construyeron una base de datos PVT a partir de 81 análisis de laboratorio del sistema de petróleo crudo del Golfo de México. Petrosky y Farshad propusieron la siguiente expresión:

$$R_s = \left[ \left( \frac{p}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.8439} 10^x \right]^{1.73184} \quad (49)$$

Con:

$$x = 7.916 (10^{-4})(API)^{1.5410} - 4.561(10^{-5})(T - 460)^{1.3911} \quad (50)$$

Donde:

$R_s$ = solubilidad del gas, SCF/STB

$T$ = Temperatura, °R

$p$ = Presión del sistema, psia

$\gamma_g$ = gravedad específica del gas en solución

API= gravedad del petróleo, °API

### 5.3 Punto de burbuja

La presión del punto de burbuja,  $P_b$ , de un sistema de hidrocarburos se define como la presión más alta a la que se libera por primera vez una burbuja de gas del petróleo. Esta importante propiedad se puede medir experimentalmente para un sistema de petróleo crudo realizando una prueba de expansión a composición constante. En ausencia de la presión del punto de burbuja medida experimentalmente, es necesario que el ingeniero haga una estimación de esta propiedad del petróleo crudo a partir de los parámetros de producción medidos fácilmente disponibles. Se han propuesto varias correlaciones gráficas y matemáticas para determinar  $P_b$  durante las últimas cinco décadas. Estas correlaciones se basan esencialmente en el supuesto de que la presión del punto de burbuja es una función importante de la solubilidad del gas, gravedad de gas, gravedad del aceite y temperatura.

#### 5.3.1 Standing (1947)

Standing (1947) propuso una correlación gráfica para determinar la presión de burbuja en función de la presión, la solubilidad del gas, la gravedad del gas, la gravedad API y la temperatura del sistema. La correlación se desarrolló a partir de un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente en 22 mezclas de hidrocarburos de petróleo crudo y gases naturales de

California. La correlación propuesta tiene un error promedio de 4.8% y no es recomendable usarla cuando se conoce de la presencia de componentes no hidrocarburos en el sistema. La expresión propuesta es la siguiente:

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right] \quad (51)$$

Con:

$$a = 0.00091 (T - 460) - 0.0125 API \quad (52)$$

Donde:

$R_s$  = Solubilidad del gas, SCF/STB

$P_b$  = Presión de burbuja, psia

$T$  = temperatura del sistema, °R

### 5.3.2 Petrosky y Fashard (1993)

La ecuación de Petrosky y Farshad para la solubilidad del gas puede ser solucionada para encontrar el punto de presión de burbuja de la siguiente manera:

$$P_b = \left[ \frac{112.727 R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.8934} (10)^x} \right] - 1391.051 \quad (53)$$

Con el parámetro  $x$  definido previamente.

Donde

$R_s$  = solubilidad del gas, SCF/STB

$T$  = Temperatura, °R

$p$ = Presión del sistema, psia

$\gamma_g$ = gravedad específica del gas en solución

API= gravedad del petróleo, °API

Los autores concluyeron que la correlación predice presiones de punto de burbuja medidas con un error absoluto promedio de 3.28%.

### 5.3.3 Lasater (1958)

Las 158 presiones de punto de burbuja determinadas experimentalmente de los 137 sistemas independientes de petróleo crudo se compararon con los valores predichos por la correlación. Esta comparación mostró una desviación algebraica del 3,8%. Aproximadamente el 21% de los puntos de datos muestran una desviación del 0.5%, y el 80% tiene una desviación de menos del 6.5%. El error máximo encontrado fue del 14,7%.

$$p_b = \frac{p_f(T + 459.67)}{\gamma_g} \quad (54)$$

Con  $p_f$  siendo el factor de presión de burbuja de Lasater, definido como:

$$p_f = e^{\frac{(x_g - 0.15649)}{0.33705}} - 0.5916 \quad (55)$$

Donde  $x_g$  es la fracción molar del gas disuelto en el crudo, de la siguiente forma:

$$x_g = \left[ 1 + \frac{\gamma_o}{7.521 \cdot 10^{-6} R_s M_o} \right]^{-1} \quad (56)$$

Donde

$M_o$ = peso molecular efectivo del petróleo a condiciones de tanque, lbm/ lbm mol

$R_s$ = solubilidad del gas en el crudo, SCF/STB

$\gamma_o$ = gravedad específica del crudo a condiciones de tanque

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas

$T$  = temperatura del sistema en °F

$p_b$  = presión del punto de burbuja, psia

### 5.3.4 Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio (2017)

Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio (2017) presentan un modelo basado en propiedades de Black Oil en Colombia tomadas de una base de datos de diferentes crudos colombianos, de 33 puntos que representaban el 55.7% de la producción diaria de crudo del país. Las correlaciones que mejor se ajustaron fueron para el punto de presión de burbuja y factor volumétrico de formación. Utilizaron la metodología de Ansari con valores de Frp de 0.15 y 0 respectivamente para las variables mencionadas, lo cual muestra un mejor ajuste del modelo propuesto con respecto a diferentes correlaciones encontradas en la literatura. El modelo propuesto para el punto de presión de burbuja es el siguiente:

Para  $API \geq 20.5^\circ API$

$$P_b = -652.044 - 4353.15 \left( \frac{\ln A}{API} \right) + (22.7728)^2 \left( \frac{\ln A}{API} \right) \quad (57)$$

Con,

$$A = R_s T_r \quad (58)$$

Para  $API < 20.5^\circ API$

$$P_b = 358.046 + \left( \frac{0.00147428 R_s}{1.58235 (T_r + 460)^{0.838998} (API)^{-4.78945}} \right) \quad (59)$$

Donde

$T_r$  = Temperatura del sistema, °R

$R_s$  = solubilidad del gas en el crudo, SCF/STB

$P_b$  = Presión del punto de burbuja, psia

API = gravedad del petróleo, °API

#### 5.4 Factor volumétrico de formación

El factor volumétrico de formación de petróleo se define como el volumen de petróleo (y gas disuelto) a la presión y temperatura del yacimiento requerido para producir un barril de petróleo en superficie. El factor volumétrico de formación de petróleo se expresa en unidades de volumen del depósito sobre el volumen estándar generalmente bbl / STB. Las correlaciones a discutir, puede ser usadas para cualquier presión igual o menor a la presión del punto de burbuja.

##### 5.4.1 Standing (1947)

Standing (1947) presentó una correlación gráfica para estimar el factor de volumen de formación de petróleo con la solubilidad del gas, la gravedad del gas, la gravedad del petróleo y la temperatura del yacimiento como los parámetros de correlación. Esta correlación gráfica se originó al examinar 105 puntos de datos experimentales en 22 sistemas de hidrocarburos de California. Se informó un error promedio de 1.2% para la correlación. La correlación expresada de forma matemática es:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad (60)$$

Donde

$R_s$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja, SCF/STB

$\gamma_o$  = gravedad especifica del crudo a condiciones de tanque

$\gamma_g$  = gravedad especifica del gas

$T$  = temperatura del sistema, °R

#### 5.4.2 Petrosky y Fashard (1998)

Petrosky y Farshad (1998) propusieron una nueva expresión para estimar  $B_o$ . La relación propuesta es similar a la ecuación desarrollada por Standing; sin embargo, la ecuación introduce tres parámetros de ajuste adicionales para aumentar la precisión de la correlación. Los autores utilizaron un modelo de regresión no lineal para comparar el petróleo crudo experimental del sistema de hidrocarburos del Golfo de México. Su correlación tiene la siguiente forma:

$$B_o = 1.0113 + 7.2046(10)^{-5} A \quad (61)$$

Con

$$A = \left[ R_s^{0.3738} \left( \frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626(T - 460)^{0.5371} \right]^{3.0936} \quad (62)$$

Donde

$R_s$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja, SCF/STB

$\gamma_o$  = gravedad especifica del crudo a condiciones de tanque

$\gamma_g$  = gravedad especifica del gas

$T$  = temperatura del sistema, °R

### 5.4.3 Glaso (1980)

Glaso (1980) estudió los datos de PVT en 45 muestras de aceite. El error promedio de la correlación se informó en  $-0.43\%$  con una desviación estándar de  $2.18\%$ . Propuso las siguientes expresiones para calcular el factor de volumen de formación de aceite:

$$B_o = 1.0 + 10^A \quad (63)$$

Donde:

$$A = -6.58511 + 2.91329 \text{ Log } B_{ob}^* - 0.27683 (\text{Log } B_{ob}^*)^2 \quad (64)$$

Siendo  $B_{ob}^*$  un “número de correlación” definido como:

$$B_{ob}^* = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968(T - 460) \quad (65)$$

Donde

$R_s$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja, SCF/STB

$\gamma_o$  = gravedad específica del crudo a condiciones de tanque

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas

$T$  = temperatura del sistema, °R

### 5.4.4 Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio (2017)

Definen el factor volumétrico de formación en función de la temperatura del sistema, el punto de presión de burbuja, la solubilidad del gas en el petróleo y la gravedad API. La ecuación resultante va a depender de si el crudo está saturado o no:

$$P \geq P_b$$

$$B_o = 0.943775 + 0.000510223T + 0.000052481P_b - 0.0000449966R_s + 0.000581246API \quad (65)$$

$$P < P_b$$

$$B_o = -3.89137 + 0.00714052(T + 460) + 5.84787A - 6.93458A^2 \quad (66)$$

Donde,

$$A = R_s^{0.0395629} API^{-0.205569} \quad (67)$$

Donde

$R_s$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja, SCF/STB

$T$  = temperatura del sistema, °R

$API$  = gravedad del petróleo, °API

### 5.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmica

El coeficiente de compresibilidad isotérmica se define como la tasa de cambio en el volumen con respecto al aumento de presión por unidad de volumen, todas las variables distintas de la presión son constantes, incluida la temperatura.

Para un sistema de petróleo crudo, el coeficiente de compresibilidad isotérmica de la fase de petróleo,  $C_o$ , se clasifica en los siguientes dos tipos según la presión del yacimiento:

1. A presiones de yacimiento que son mayores o iguales a la presión del punto de burbuja ( $p \geq p_b$ ), el petróleo crudo existe en una sola fase con todo su gas disuelto aún en solución.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica de la fase de aceite,  $c_o$ , por encima del punto de burbuja refleja los cambios en el volumen asociado con la expansión o la compresión del petróleo monofásico con el cambio de la presión del yacimiento. La compresibilidad del aceite en este caso se denomina coeficiente de compresibilidad isotérmica con baja saturación.

2. Por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas de solución se libera al disminuir la presión del yacimiento o se re disuelve al aumentar la presión. Los cambios en el volumen de aceite como resultado del cambio de la solubilidad del gas deben considerarse al determinar el coeficiente de compresibilidad isotérmica. La compresibilidad del petróleo en este caso se denomina coeficiente de compresibilidad isotérmica saturada

### ***I. Coeficiente de compresibilidad isotérmica saturada***

#### ***5.5.1 Standing (1947)***

Standing (1947) propuso una correlación para determinar el coeficiente de compresibilidad isotérmica en función de la densidad del petróleo en el punto de burbuja, la presión del punto de burbuja y la presión actual del sistema. La correlación se desarrolló a partir de un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente en 22 mezclas de hidrocarburos de petróleo crudo y gases naturales de California, teniéndose la siguiente ecuación:

$$C_o = 10^{-6} e^{\left[ \frac{\rho_{ob} + 4.347 \times 10^{-3}(p-p_b) - 79.1}{7.141 \times 10^{-4}(p-p_b) - 12.938} \right]} \quad (68)$$

Donde:

$\rho_{ob}$  = densidad del petróleo en el punto de burbuja, lb/cf

$p_b$  = presión de burbuja, psia

$p$  = presión del sistema, psia

### 5.5.2 Vasques y Beggs (1980)

De un total de 4036 puntos de datos experimentales utilizados en un modelo de regresión lineal, Vásquez y Beggs (1980) correlacionaron los coeficientes de compresibilidad del aceite isotérmico con la solubilidad del gas, la temperatura del sistema, la densidad API del crudo, la gravedad específica del gas y la presión del sistema. Propusieron la siguiente expresión:

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61^{\circ}API}{10^5 P} \quad (69)$$

Donde:

$R_{sb}$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja, SCF/STB

$T$  = Temperatura del sistema, °R

$P$  = Presión del sistema, psia

API = gravedad del petróleo, °API

$\gamma_g$  = promedio de la gravedad específica del gas (aire=1).

En esta correlación, se postuló que la gravedad del gas depende de la condición de operación del separador. La gravedad específica del gas en un separador de 100 psig se puede tomar como referencia porque la mayoría de los separadores funcionan cerca de una presión de trabajo de 100 psig en campos petroleros. En caso de tener otra presión en los separadores, la gravedad específica del gas es determinada según la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left\{ 1 + (5.912 \times 10^{-5}) \times (^{\circ}API) \times \left[ T_{sep} \left( \log \frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \right\} \quad (70)$$

Donde:

$\gamma_{gs}$  = gravedad específica del gas normalizada a la presión de referencia del separador.

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas a condiciones de separador

$T_{sep}$  = Temperatura en el separador, °F

$P_{sep}$  = presión del separador, psi

### 5.5.3 Petrosky y Fashard (1993)

Petrosky y Fashard (1993) tomaron muestras de pozos offshore en Texas y Luisiana, analizando 81 datos para desarrollar la correlación que describe el comportamiento del coeficiente de compresibilidad isotérmica, en función de la solubilidad del gas, la temperatura del sistema, la densidad API del crudo, la gravedad específica del gas y la presión del sistema. Las variables independientes se obtuvieron de pruebas de separador de laboratorio realizadas con petróleo en el punto de burbuja. Los puntos de presión correspondientes a compresibilidades específicas saturadas se obtuvieron por encima de la presión del punto de burbuja. Teniendo la siguiente correlación:

$$C_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} T^{0.6729} P^{-0.5906} \quad (71)$$

Donde

$R_s$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja, SCF/STB

$T$  = Temperatura del sistema, °R

$P$  = Presión del sistema, psia

API = gravedad del petróleo, °API

$\gamma_g$  = Promedio de la gravedad específica del gas.

**II. Coeficiente de compresibilidad isotérmica subsaturada**

**5.5.4 Al-Marhoun (1992)**

La correlación presentada por Al-Marhoun (1992) es una función empírica de la densidad relativa del petróleo a presión de burbuja, la temperatura del yacimiento, la presión de burbuja y la presión del yacimiento. Se tomaron un total de 3412 puntos de datos, de 186 pruebas PVT de campos del Medio Oeste para desarrollar esta correlación:

$$\ln c_o = a_1 + (a_2/\gamma_{ob}) + (a_3(P - P_b)/\gamma_{ob}^3) + (a_4/(T + 460)) \quad (72)$$

**Tabla 15**

*Coefficientes para la ecuación de compresibilidad isotérmica de Al-Marhoun (1992)*

a <sub>1</sub>	-14.1042
a <sub>2</sub>	2.7314
a <sub>3</sub>	-560.605x10 <sup>-6</sup>
a <sub>4</sub>	-580.8778

Donde

$\gamma_{ob}$  = Densidad relativa del petróleo en tanque (agua =1)

$P$  = Presión del sistema, psia

$P_b$  = presión de burbuja, psia

$T$  = Temperatura del sistema, °F

## 5.6 Viscosidad

La viscosidad del petróleo es una propiedad física que controla el flujo de petróleo a través de medios porosos y tuberías. La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna del fluido a fluir. La viscosidad del petróleo es una función importante de la temperatura, la presión, la gravedad del petróleo, la gravedad del gas, la solubilidad del gas y la composición del petróleo crudo.

Dependiendo de la presión, P, la viscosidad de los crudos se puede clasificar en tres categorías:

### I. Viscosidad del aceite muerto, $\mu_{od}$ .

La viscosidad del aceite muerto (aceite sin gas en la solución) se define como la viscosidad del petróleo crudo a presión atmosférica y temperatura del sistema, T.

#### 5.6.1 Glaso (1980)

$$\mu_{od} = (3.141 \times 10^{10})(T^{3.444}) \text{Log}(API)^{[10.313 \log(T) - 36.447]} \quad (73)$$

$\mu_{od}$  = Viscosidad del petróleo muerto, cP.

T = Temperatura del sistema, °R.

API = Gravedad API del aceite.

#### 5.6.2 Beggs y Robinson (1975)

$$\mu_{od} = 10^{A(T-460)^{-1.163}} - 1.0 \quad (74)$$

$$A = 10^{3.0324 - 0.02023 API} \quad (75)$$

Donde:

$\mu_{od}$  = Viscosidad del petróleo muerto, cP.

T = Temperatura del sistema, °R.

API = Gravedad API del aceite.

### 5.6.3 Beals (1946)

$$\mu_{od} = 0.32 \frac{1.8(10^7)}{API^{4.53}} \left( \frac{360}{T - 260} \right)^A \quad (76)$$

$$A = 10^{0.42 + \left( \frac{8.33}{API} \right)} \quad (77)$$

Donde:

$\mu_{od}$  = Viscosidad del petróleo muerto, cP.

T = Temperatura del sistema, °R.

API = Gravedad API del aceite.

## II. Viscosidad del aceite saturado, $\mu_{ob}$ .

La viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) se define como la viscosidad del petróleo crudo a cualquier presión menor o igual a la presión del punto de burbuja.

### 5.6.4 Chew- Connally (1959)

$$\mu_{ob} = (10^a)(\mu_{od})^b \quad (78)$$

$$a = R_s [2.2(10^{-7})R_s - 7.4(10^{-4})] \quad (79)$$

$$b = 0.68(10)^e + 0.25(10)^d + 0.062(10)^e \quad (80)$$

$$c = -0.0000862R_s \quad (81)$$

$$d = -0.0011R_s \quad (82)$$

$$e = -0.00374R_s \quad (83)$$

Donde:

$\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado, cP.

$\mu_{od}$  = Viscosidad del aceite muerto, cP.

$R_s$  = Tasa de solubilidad del gas, SCF/STB.

#### 5.6.5 Beggs-Robinson (1975)

$$\mu_o = a(\mu_{od})^b \quad (84)$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{0.515} \quad (85)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (86)$$

$\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado, [cP].

$\mu_{od}$  = Viscosidad del aceite muerto, [cP].

$R_s$  = Tasa de solubilidad del gas, [SCF/STB].

#### 5.6.6 Abu-Khamsin y Al-Marhoun (1991)

$$\ln(\mu) = 8.484462\rho_o^4 - 2.652294 \quad (87)$$

Donde

$\rho_o$  = Densidad del petróleo saturado, g/cc;  $\rho_o/62.4$

$\mu$  = Viscosidad del aceite, cP

### III. Viscosidad del aceite no saturado, $\mu_o$ .

La viscosidad del aceite no saturado se define como la viscosidad del petróleo crudo a una presión por encima del punto de burbuja y la temperatura del yacimiento.

#### 5.6.7 Beals (1946)

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(p - p_b)[0.24\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56}] \quad (88)$$

Donde:

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite no saturado, cP.

$\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado, cP.

#### 5.6.8 Vasquez y Beggs (1980)

$$\mu_o = \mu_{ob} \left( \frac{p}{p_b} \right)^m \quad (89)$$

Donde:

$$m = 2.6p^{1.187} 10^A \quad (90)$$

$$A = -3.9(10^{-5})p - 5 \quad (91)$$

Donde

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite no saturado, cP.

$\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado, cP.

P = Presión, psi.

$P_b$  = Presion de burbuja, psi.

### 5.6.9 Labedi (1992)

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.483u_{od}^{0.7374} \left( \frac{p}{p_b} - 1 \right) \quad (92)$$

Donde

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite no saturado, cP.

$\mu_{ob}$  = Viscosidad del aceite saturado, cP.

P = Presión, psi.

$P_b$  = Presion de burbuja, psi.

## 6. Modelo propuesto para la predicción de la tasa de flujo teniendo en cuenta la incidencia de las propiedades del fluido (Pvt) en la tasa de declinación.

La revisión de la literatura muestra que los modelos predictivos de la tasa de producción de crudo utilizado generalmente por los softwares comerciales, basan sus resultados en modelos estadísticos, matemáticos y gráficos, que generan una tendencia que se extrapola, generando lo que se espera sea la producción en un futuro. Actualmente, aunque estos modelos no sean tan

exactos, se siguen utilizando por su simplicidad y fácil manejo e interpretación de acuerdo a Nind, (1987). Se entiende entonces que estos métodos no están basados en las leyes físicas que gobiernan el flujo de fluidos a través de medios porosos, pero permiten el modelado de tendencias, por medio de herramientas gráficas y estadísticas.

Es por eso que basados en la necesidad de la industria de los hidrocarburos de tener predicciones que integren las variables del yacimiento como las propiedades del fluido, dentro de la predicción de la producción de un pozo, se presenta un procedimiento con el fin de realizar un modelado de la tasa de producción a futuro basada en la ecuación de Darcy, la cual describe el flujo de fluidos a través de un medio poroso y que incluye propiedades del fluido, que se probó, tiene incidencia en la declinación de la producción como se muestra en apartado 4.5. El procedimiento descrito a continuación sigue las pautas planteadas por Murcia (2020).

### **6.1 Construcción y consideraciones del modelo propuesto**

- I. Selección de un modelo de flujo que relacione las propiedades del fluido con la producción o caudal de flujo. Se estudiaron y compararon tres ecuaciones de flujo de fluidos a través de la roca, determinándose el uso de la Ecuación de Darcy, ya que se contaban con todos los datos requeridos para el uso de esta ecuación
- II. Como se menciona en la sección 4.5, para el planteamiento del diseño experimental, se seleccionaron 4 variables presentes en la ecuación de Darcy, cada una con 3 variaciones. Este diseño es tabulado según la distribución estadística del modelo experimental y permite la comprobación de la incidencia de las propiedades PVT del fluido en la declinación de la producción de crudo.
- III. Determinar las particularidades propias del modelo de simulación como se muestra en el capítulo 4, es decir, teniendo en cuenta aspectos característicos de un campo de producción,

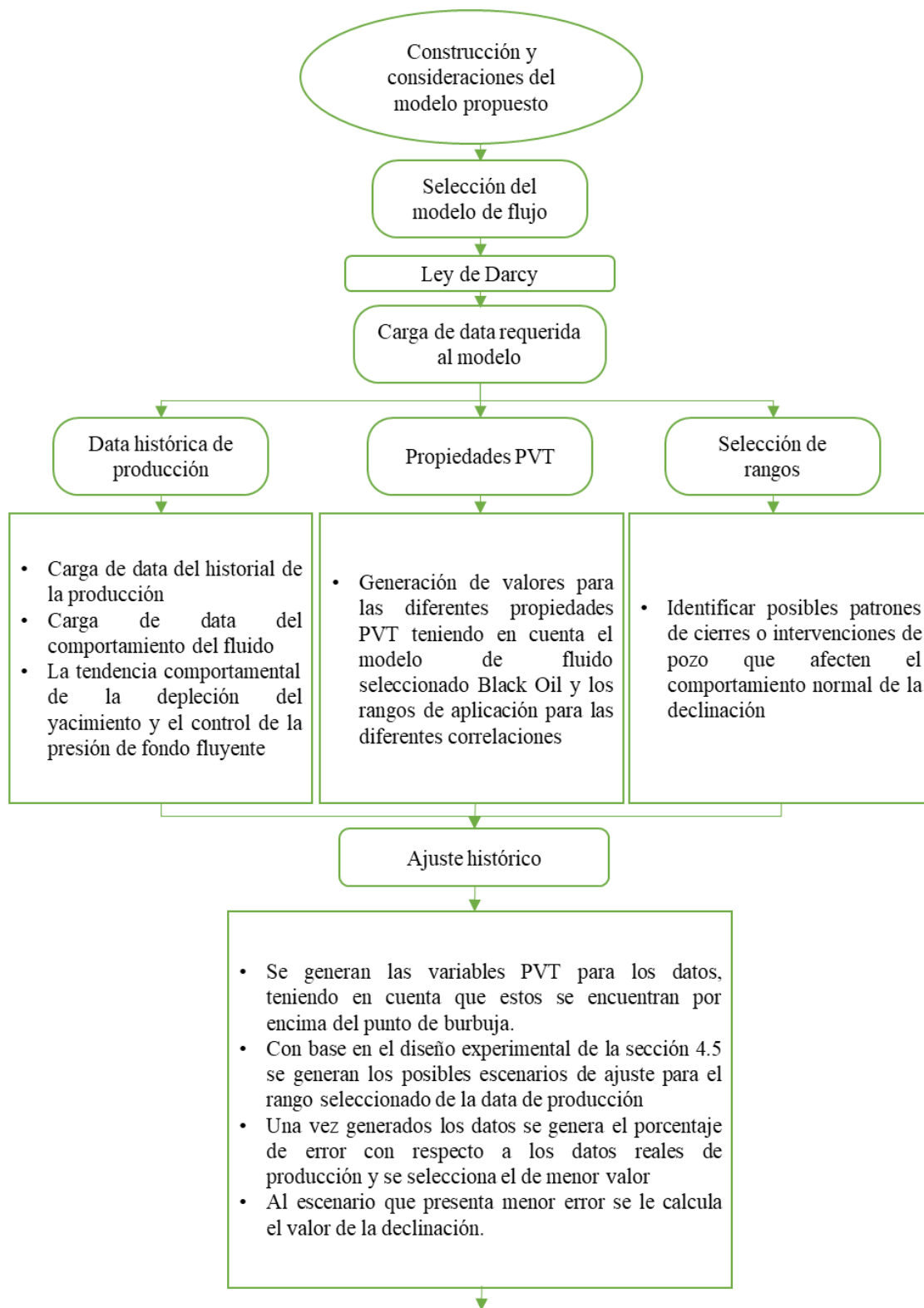
- tales como: la formación productora en un yacimiento volumétrico, de porosidad simple, tipo arenisca o pozo vertical, y el modelo de fluido Black Oil; sirviendo como guía lo expresado en la Tesis de Murcia (2020).
- IV. Construir la plantilla de modelación apreciando la carga de data del historial de la producción y la carga de data del comportamiento del fluido, como es mencionada en la sección 6.2. Es importante aclarar que los datos proporcionados a permeabilidad relativa son adaptados del análisis llevado a cabo por Murcia (2020).
  - V. Estimar la tendencia comportamental de la depleción del yacimiento y el control de la presión de fondo fluuyente, por medio de análisis de líneas de tendencia como el coeficiente de determinación  $R^2$  y el error cuadrático medio (MSE).
  - VI. Desarrollar un modelo de búsqueda sobre la base de datos registrados de la producción, estableciendo un criterio numérico específico para cada valor de producción, presión de fondo fluuyente y presión de yacimiento expresado en su determinada fecha dentro del historial de producción, tal como es recomendado por Murcia (2020). Cabe resaltar que dicho modelo puede construirse a través del comando “Buscarv()” del programa Microsoft Excel.
  - VII. Precisar la tendencia histórica de la declinación productiva, mediante el análisis de la totalidad de los datos recopilados, con el fin de determinar el rango de producción adecuado y establecer la tendencia base, sobre la cual se guiará el modelo en construcción, como se ve evidenciado en la sección 6.3.
  - VIII. Generación de valores para las diferentes propiedades PVT del fluido de estudio, teniendo en cuenta el modelo de fluido seleccionado Black Oil y los rangos de aplicación para las diferentes correlaciones mencionadas para cada punto de la data de producción,

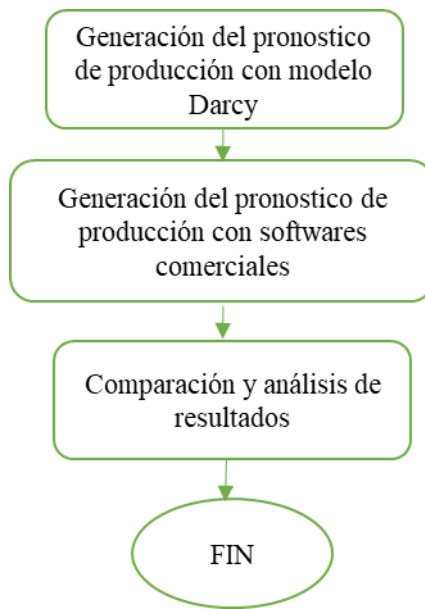
seleccionando la correlación adecuada y almacenando cada valor en la posición numérica correspondiente como se evidencia en la sección 6.4.

- IX. Programación de las propiedades PVT en la ecuación que describe el flujo de fluidos en el medio poroso, determinando el valor de caudal de crudo en cada punto de data histórica y almacenando su valor en la posición correspondiente.
- X. Ajuste histórico, con base en el rango seleccionado como se menciona en el ítem VII, por medio de la ecuación de flujo se determina un valor de caudal de crudo utilizando la ecuación de flujo propuesta en el ítem IX y ubicándolo en la posición correspondiente. (Se determina el comportamiento de la declinación del pozo y se puede determinar el porcentaje de error correspondiente al ajuste con la data real).
- XI. Selección de la fecha de predicción, se toma como base el rango de tiempo seleccionado en el ítem VII y con base en este se propone la predicción, es decir, que si se realiza un ajuste de 3 años se puede realizar una proyección de 3 años y este se realiza con el mismo intervalo de tiempo de los datos suministrados al modelo (días, meses o años).

**Figura 12**

*Diagrama de flujo de construcción y consideraciones del modelo propuesto*





**6.2 Datos requeridos para alimentar el modelo**

Para la carga de la data al simulador, se siguieron los siguientes pasos:

Datos de la roca, el fluido y del pozo, como se muestra en la tabla 16. Se debe aclarar que los valores usados en este estudio provienen del mismo campo Maná.

**Tabla 16**

*Datos de entrada requeridos para el modelo*

Datos de entrada	
API	19.2
Grav esp gas	0.784
Temp °F	145
Pb psi	700
Pyto psi	4800
re (ft)	500
h (ft)	40
K (md)	550
rw (ft)	2.5
Kro	0.4
S	0

*Nota.* Adaptado de la Tesis (Modelo Predictivo de la Tasa de Flujo a partir del Análisis Prospectivo de las Propiedades de la Roca y el Fluido)

Cabe resaltar que si no se conoce algún dato este puede ser estimado por medio de correlaciones como las mencionadas en el capítulo 5.

Históricos de producción, en esta sección se requiere de toda la data mostrada en la Tabla 17, para el cálculo de las variables que permiten la ejecución del modelo planteado.

**Tabla 17**

*Data de producción para alimentar el modelo*

<b>Tiempo</b> días	<b>fecha</b>	<b>Presión</b> (psi)	<b>Qo</b> bbl	<b>Qw</b> bbl	<b>Np</b> bbl	<b>Qg</b> (ft3/días)	<b>Pwf</b> (psi)
0	1/08/1982	2760.757	0	8.13390	2223.909	865.979	2752
4	5/08/1982	2760.219	248.2	8.78887	2334.109	846.335	2751
17	18/08/1982	2759.592	246.8	10.2401	2683.555	802.795	2749

Cabe resaltar que en muchos casos no se cuenta con valores frecuentes de presión del yacimiento ( $P_r$ ) ni presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), por lo tanto, se deben asignar los valores en cada una de las fechas determinadas y por medio de líneas de tendencia como lo son:

- Coeficiente de determinación  $R^2$
- Error cuadrático medio (MSE)

Se puede estimar el comportamiento de cada parámetro en valores de tiempo intermedios y además extrapolar el comportamiento futuro de estas variables.

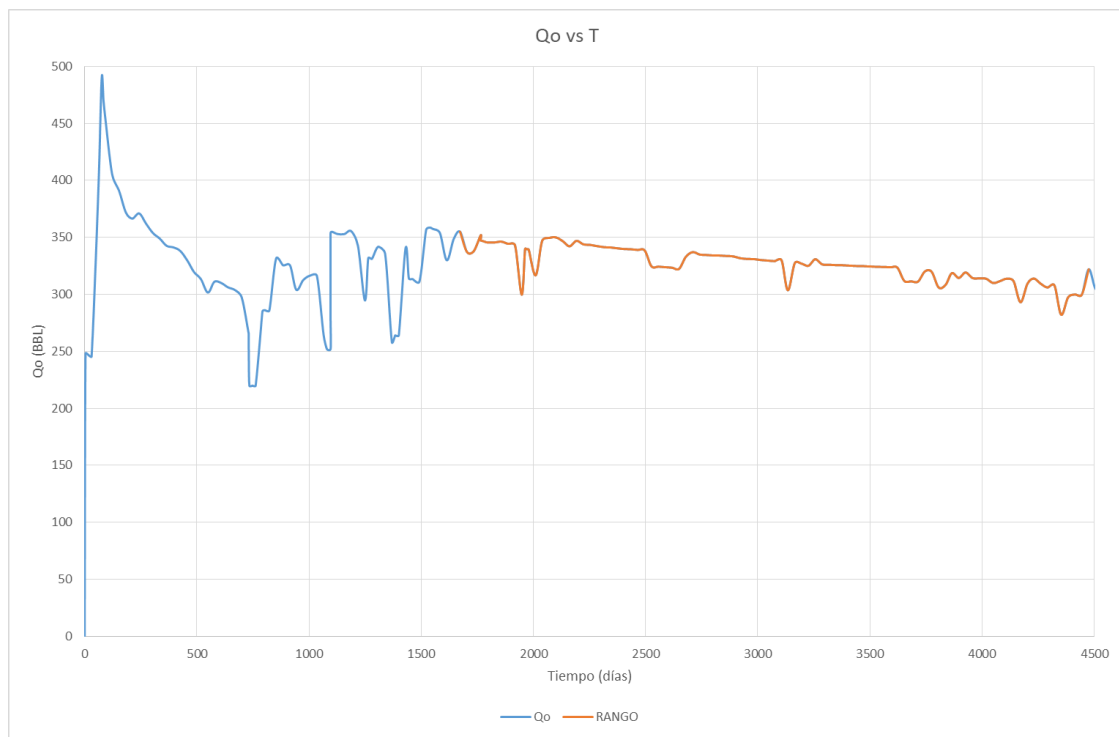
### 6.3 Selección de rango de producción

La gráfica  $q_o$  vs  $t$  mostrada en la figura 13 evidencia el comportamiento histórico de la producción después de alimentar el modelo con la data anteriormente mencionada, que sería la gráfica en color azul y naranja. Después de modelado el comportamiento, se procede a la selección del rango de datos con el cual se va a trabajar como se muestra en la figura 13, descrito por la parte

de la gráfica en color naranja. Esta selección del rango de datos es de suma importancia, pues se debe tener en cuenta los eventos que evidencian comportamientos no continuos o fortuitos, que no permiten establecer el comportamiento general del pozo. Por lo tanto, se procede a seleccionar el rango de datos que evidencien mayor continuidad en un rango apreciable de tiempo.

**Figura 13**

*Histórico de producción de los datos empleados en la ejecución del modelo y selección de rango.*



**6.4 Determinación de las propiedades PVT del fluido**

Para la interface propuesta, se examinó el uso de diferentes correlaciones PVT propuestas en el capítulo 4, dependiendo de su rango de aplicación, para cada valor determinado de presión. Los diferentes escenarios posibles se describen en las tablas 18 y 19. Estos escenarios se utilizaron para generación de la predicción las correlaciones que permitieron el menor error promedio.

**Tabla 18**

*Posibles combinaciones de las correlaciones para cuando la presión es mayor a la Pb*

Posibles combinaciones de correlaciones						
#	Rs	Viscosidad			Bo	
	Mayor Pb	Beals	Standing	Petrosky y Fashard	Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio	Glasso
1	X	X	X			
2	X	X		X		
3	X	X			X	
4	X	X				X

**Tabla 19.**

*Posibles combinaciones de las correlaciones para cuando la presión es menor a la Pb*

Posibles combinaciones de correlaciones								
#	Rs menor Pb		Viscosidad			Bo		
	Standing	Glaso	Petrosky y Farshad	Beggs y Robinson	Standing	Petrosky y Fashard	Valle, Consuegra, Mendoza y Osorio	Glasso
5	X			X	X			
6	X			X		X		
7	X			X			X	
8	X			X				X
9		X		X	X			
10		X		X		X		
11		X		X			X	
12		X		X				X
13			X	X	X			
14			X	X		X		
15			X	X			X	
16			X	X				X

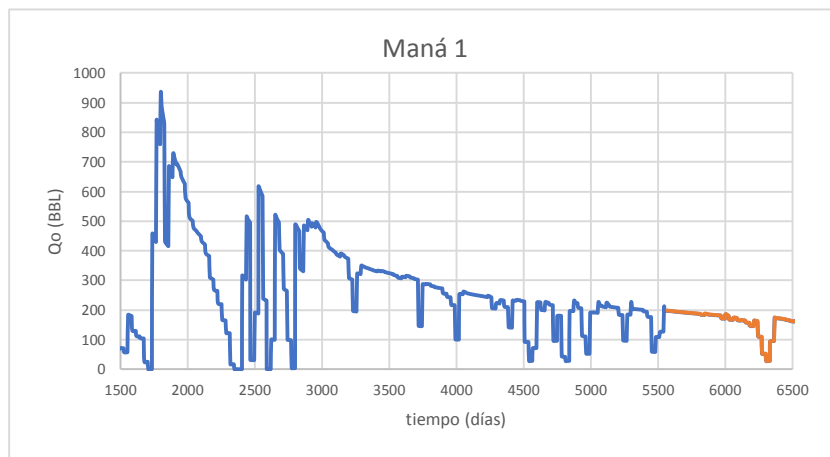
Para este caso de estudio, se utilizaron las combinaciones de las correlaciones propuestas en la tabla 18, es decir, los escenarios 1, 2, 3, 4, debido a que el yacimiento se encuentra por encima de la presión del punto de burbuja para el rango de datos utilizados para el ajuste.

**7. Aplicación del modelo propuesto para la predicción de la tasa de flujo teniendo en cuenta la incidencia de las propiedades del fluido (PVT) en la tasa de declinación.**

Se escogió un campo de petróleo colombiano que cuenta con la data requerida para la alimentación del modelo de predicción y a partir de este se eligieron 4 pozos, (Maná 1, Maná 2, Maná 3 y Maná 4), su comportamiento se presenta en las Figuras 14, 15, 16 y 17.

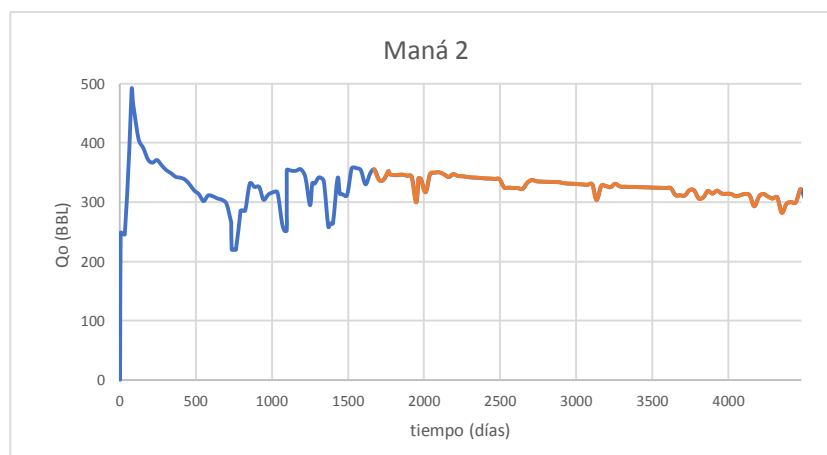
**Figura 14**

*Histórico de producción pozo Maná 1*



**Figura 15**

*Histórico de producción pozo Maná 2*



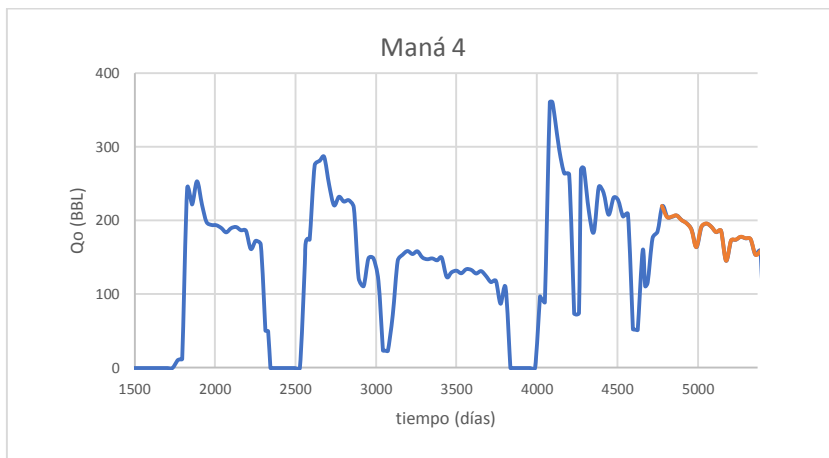
**Figura 16**

*Histórico de producción pozo Maná 3*



**Figura 17**

*Histórico de producción pozo Maná 4*



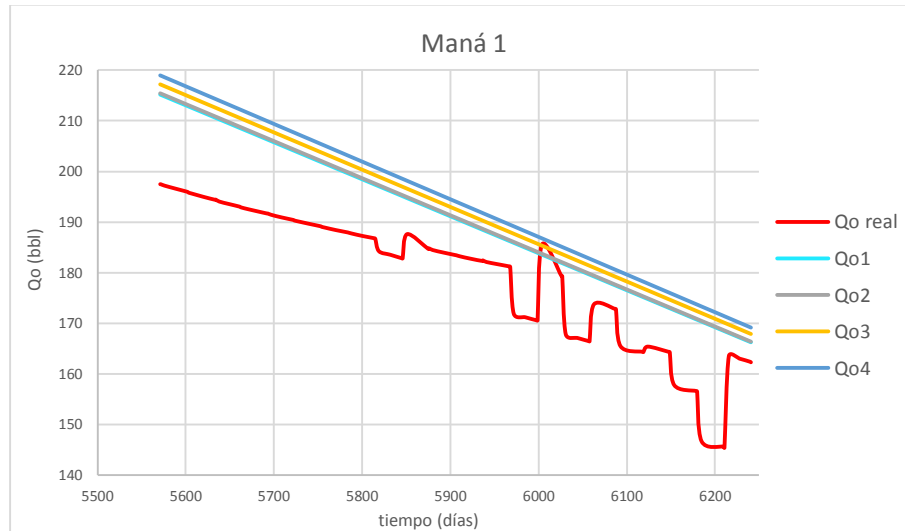
**7.1. Aplicación del modelo al pozo Maná 1**

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Maná 1, seleccionando el rango de producción del día 5571 al día 6364, se realizó un diseño experimental contemplando los posibles escenarios como se muestra en la tabla 18 y 19, dando como resultado que el mejor ajuste se obtuvo con la combinación número 1, que contempla las correlaciones de Standing para la tasa de solubilidad

del gas, Beals para viscosidad y Standing para factor volumétrico de formación, como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 18**

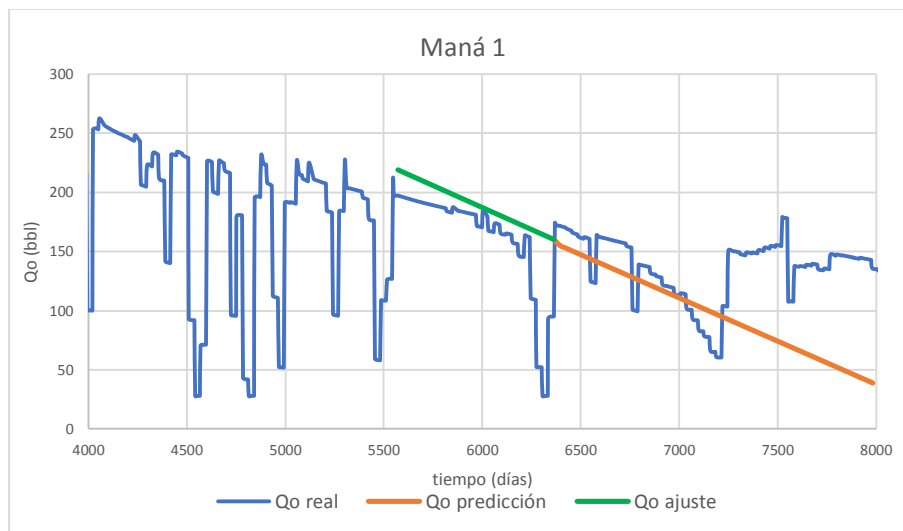
*Escenarios de ajuste para el pozo Maná 1*



Utilizando una proyección lineal de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y de la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ) y las correlaciones del escenario número 1, se generó una predicción hasta el día 7984 y los resultados se muestran en la Figura 18, dando como resultado un valor de declinación de 0,086% en un periodo de 5 años.

**Figura 19**

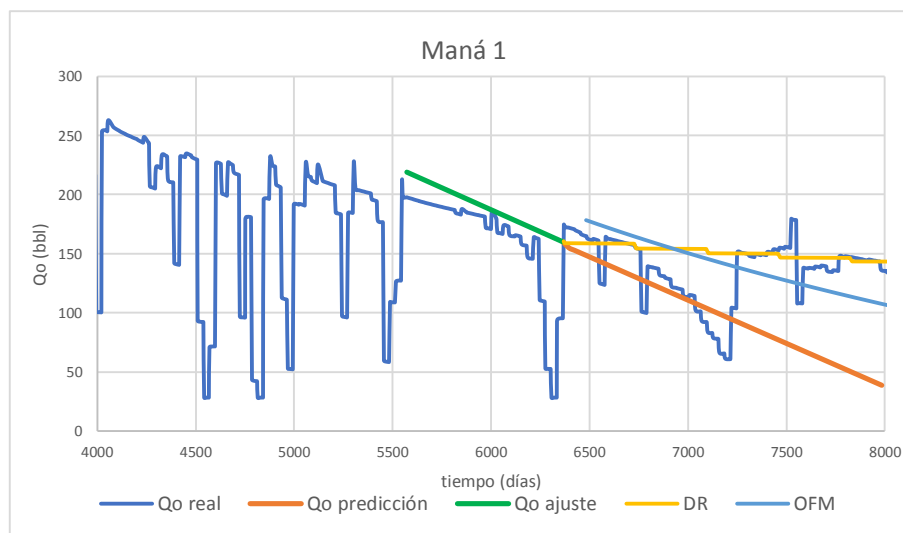
*Predicción del pozo Maná 1, modelo predictivo*



Asimismo, se utilizaron herramientas comerciales del software Decline R y OFM, para realizar el pronóstico del pozo Maná 1. En la Figura 19 se enseña la comparación de las tres predicciones para el mismo.

**Figura 20**

*Predicción del pozo Maná 1, software Decline R y OFM*



Se hizo la comparación entre las predicciones entregadas por cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), contra los datos de producción reales del pozo Maná 1, los resultados se muestran en la Tabla 20.

**Tabla 20**

*Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 1*

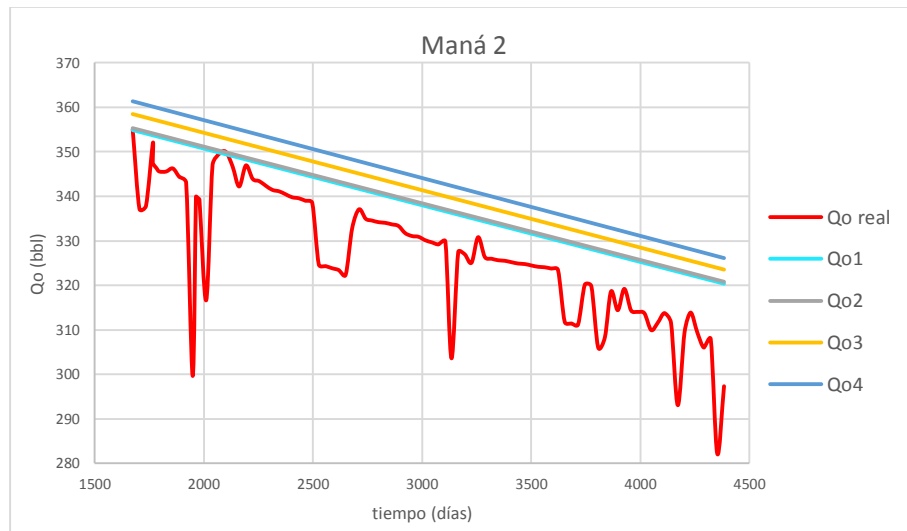
tiempo	Años	% Error medio		
		Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
6369	0	6,765	6,467	1,042
6729	1 AÑO	14,780	0,385	5,285
7089	2 AÑOS	24,546	8,733	9,346
7449	3 AÑOS	8,631	4,872	2,117
7809	4 AÑOS	52,267	32,428	16,624
8199	5 AÑOS	74,905	51,778	19,778

**7.2. Aplicación del modelo al pozo Maná 2**

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Maná 2, seleccionando el rango de producción del día 1673 al día 4475, se realizó un diseño experimental contemplando los posibles escenarios como se muestra en la tabla 18 y 19, dando como resultado que el mejor ajuste se obtuvo con la combinación número 1, que contempla las correlaciones de Standing para la tasa de solubilidad del gas, Beals para viscosidad y Standing para factor volumétrico de formación, como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 21**

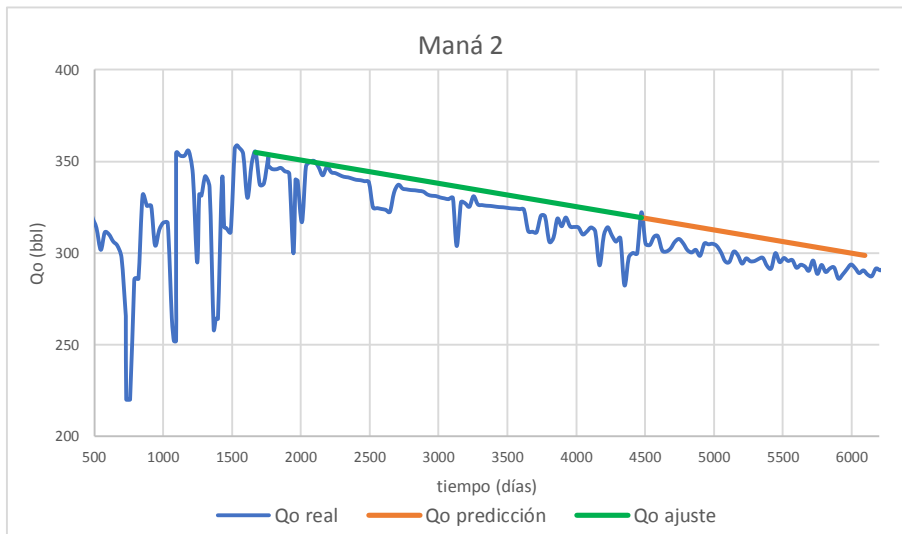
*Escenarios de ajuste para el pozo Maná 2*



Utilizando una proyección lineal de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y de la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) y las correlaciones del escenario número 1, se generó una predicción hasta el día 6095 y los resultados se muestran en la Figura 21, dando como resultado un valor de declinación de 0,0041% en un periodo de 5 años.

**Figura 22**

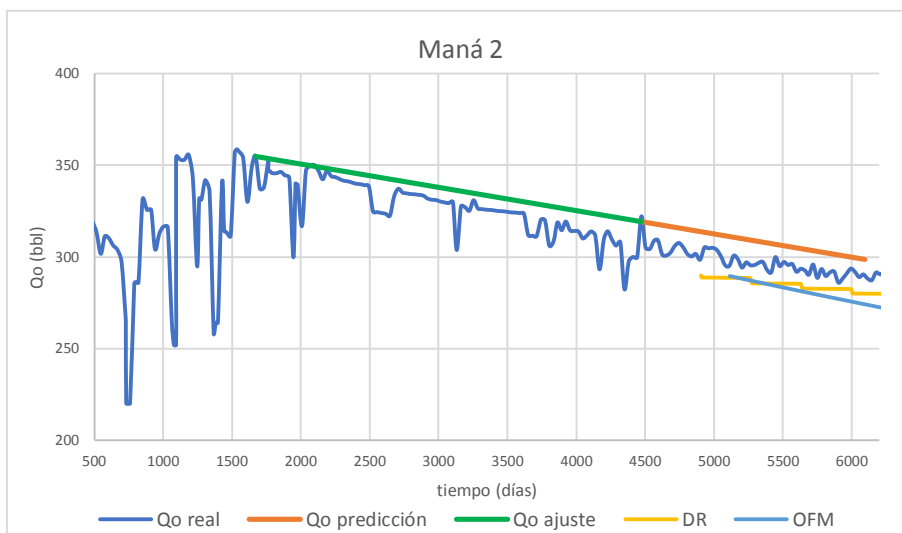
*Predicción del pozo Maná 2, modelo predictivo*



Asimismo, se utilizaron herramientas comerciales del software Decline R y OFM, para realizar el pronóstico del pozo Maná 2. En la Figura 22 se enseña la comparación de las tres predicciones para el mismo.

**Figura 23**

*Predicción del pozo Maná 2, software Decline R y OFM*



Se hizo la comparación entre las predicciones entregadas por cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), contra los datos de producción reales del pozo Maná 2, los resultados se muestran en la Tabla 21.

**Tabla 21**

*Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 2*

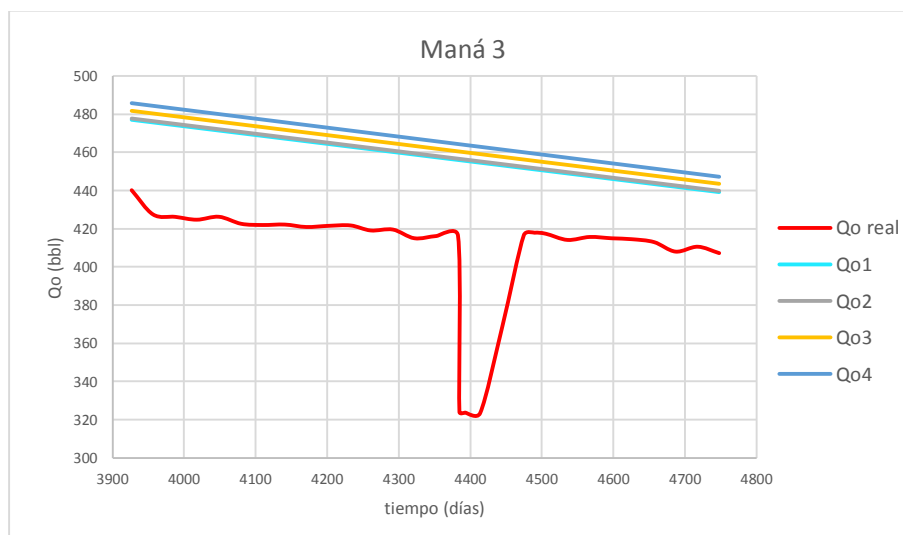
tiempo	Años	% Error medio		
		Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
3226	0	2,256	8,172	2,575
3586	1 AÑO	3,161	6,853	2,129
3946	2 AÑOS	4,108	5,473	1,661
4306	3 AÑOS	2,479	7,847	2,465
4666	4 AÑOS	6,142	2,510	0,657
5056	5 AÑOS	7,329	0,781	0,072

### 7.3. Aplicación del modelo al pozo Maná 3

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Maná 3, seleccionando el rango de producción del día 3927 al día 4748, se realizó un diseño experimental contemplando los posibles escenarios como se muestra en la tabla 18 y 19, dando como resultado que el mejor ajuste se obtuvo con la combinación número 1, que contempla las correlaciones de Standing para la tasa de solubilidad del gas, Beals para viscosidad y Standing para factor volumétrico de formación, como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 24**

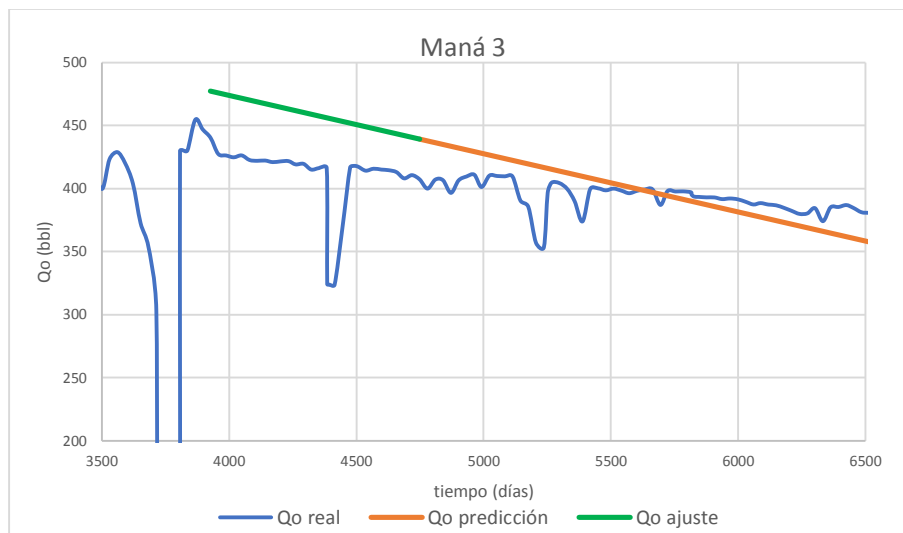
*Escenarios de ajuste para el pozo Maná 3*



Utilizando una proyección lineal de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y de la presión de fondo fluuyente ( $P_{wf}$ ) y las correlaciones del escenario número 1, se generó una predicción hasta el día 6608 y los resultados se muestran en la Figura 24, dando como resultado un valor de declinación de 0,012% en un periodo de 5 años.

**Figura 25**

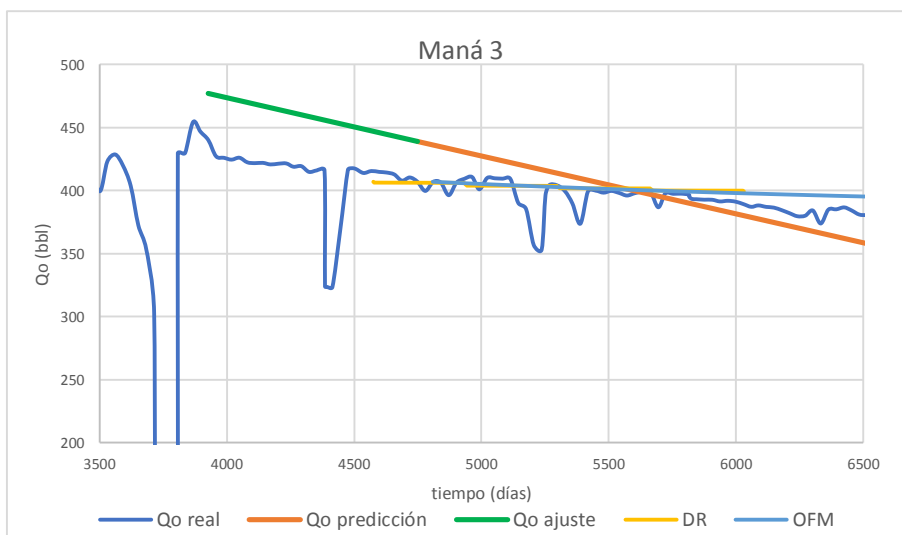
*Predicción del pozo Maná 3, modelo predictivo.*



Asimismo, se utilizaron herramientas comerciales del software Decline R y OFM, para realizar el pronóstico del pozo Maná 3. En la Figura 25 se enseña la comparación de las tres predicciones para el mismo.

**Figura 26**

*Predicción del pozo Maná 3, software Decline R y OFM*



Se hizo la comparación entre las predicciones entregadas por cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), contra los datos de producción reales del pozo Maná 3, los resultados se muestran en la Tabla 22.

**Tabla 22**

*Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 3*

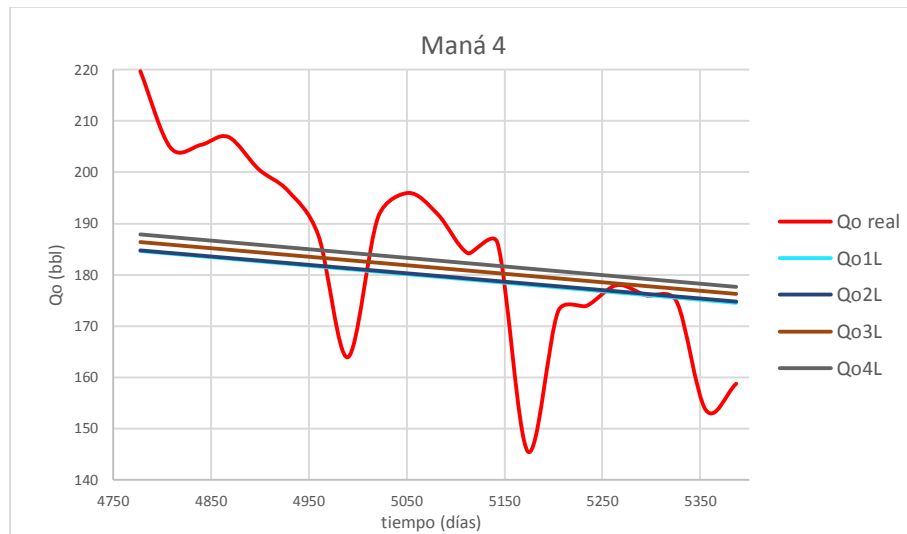
tiempo	Años	% Error medio		
		Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
3988	0	11,543	3,718	3,160
4348	1 AÑO	9,522	2,474	2,070
4708	2 AÑOS	7,429	1,185	0,941
5068	3 AÑOS	11,045	3,411	2,891
5428	4 AÑOS	3,013	1,534	1,442
5818	5 AÑOS	0,483	3,091	2,807

**7.4. Aplicación del modelo al pozo Maná 4**

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Maná 4, seleccionando el rango de producción del día 4778 al día 5387, se realizó un diseño experimental contemplando los posibles escenarios como se muestra en la tabla 18 y 19, dando como resultado que el mejor ajuste se obtuvo con la combinación número 4, que contempla las correlaciones de Standing para la tasa de solubilidad del gas, Beals para viscosidad y Glaso para factor volumétrico de formación, como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 27**

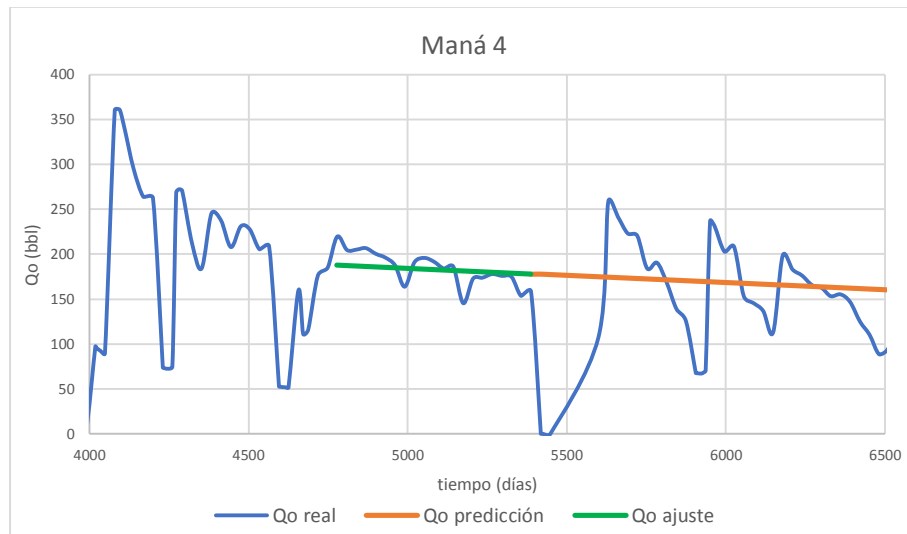
*Escenarios de ajuste para el pozo Maná 4*



Utilizando una proyección lineal de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y de la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ) y las correlaciones del escenario número 4, se generó una predicción hasta el día 7007 y los resultados se muestran en la Figura 27, dando como resultado un valor de declinación de 0,010% en un periodo de 5 años.

**Figura 28**

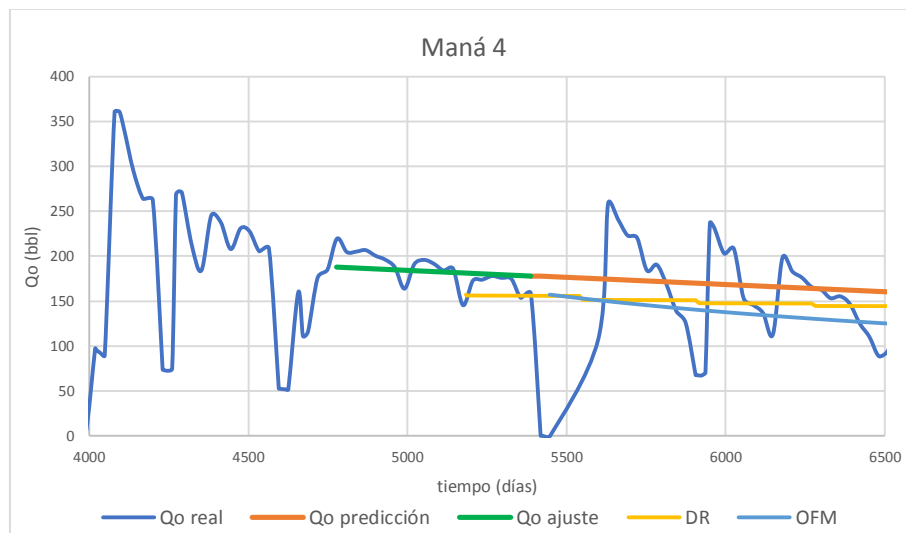
*Predicción del pozo Maná 4, modelo predictivo*



Asimismo, se utilizaron herramientas comerciales del software Decline R y OFM, para realizar el pronóstico del pozo Maná 4. En la Figura 28 se enseña la comparación de las tres predicciones para el mismo.

**Figura 29**

*Predicción del pozo Maná 4, software Decline R y OFM*



Se hizo la comparación entre las predicciones entregadas por cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), contra los datos de producción reales del pozo Maná 4, los resultados se muestran en la Tabla 23.

**Tabla 23**

*Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Maná 4.*

tiempo	Años	% Error medio		
		Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
4778	0	10,378	23,544	7,756
5138	1 AÑO	1,437	12,579	0,706
5498	2 AÑOS	16,431	1,428	9,086
5858	3 AÑOS	7,660	21,028	6,190
6218	4 AÑOS	64,148	46,378	44,754
6608	5 AÑOS	111,015	90,794	83,690

### Conclusiones

Los modelos predictivos existentes se basan en modelos estadísticos, gráficos y matemáticos que no involucran propiedades PVT del fluido para la generación de dichos pronósticos.

El análisis estadístico del coeficiente de correlación realizado a los 81 escenarios logro evidenciar que la variable de mayor impacto en la tasa de declinación del pozo es el modelo fluido con un valor de 27,16%, seguido de la permeabilidad con un valor de 18,43%.

Se presentó una tabla con 14 combinaciones de las correlaciones de las propiedades PVT basados en los rangos de presión y se seleccionó la combinación que diera como resultado el menor porcentaje de error con respecto al ajuste histórico. Resultando para nuestro estudio en los pozos Maná 1, Maná 2 y Maná 3 que el mejor ajuste se obtuvo con la combinación número 1, que contempla la presión por encima del punto de burbuja y las correlaciones de Standing para la tasa de solubilidad del gas, Beals para la viscosidad y Standing para el factor volumétrico de formación, con un porcentaje de error de 6.48%, 3.37% y 12.81% respectivamente. En el caso del pozo Maná 4, la combinación que da menor porcentaje de error es la numero cuatro, que contempla la presión por encima del punto de burbuja y las correlaciones de Standing para la tasa de solubilidad del gas, Beals para la viscosidad y Glasso para el factor volumétrico de formación con un porcentaje de error de 7.28%.

El modelo propuesto para el presente trabajo representa la tendencia de caída de la producción en cada uno de los pozos, en el caso de los pozos Maná 2 y Maná 3 tuvieron un promedio de

porcentaje de error de 5,7% y los pozos Maná 1 y Maná 4 el promedio del porcentaje de error fue 32,7%, debido a que los pozos presentan cierres prolongados y paradas operacionales.

Los valores obtenidos en los pronósticos de producción por el modelo Darcy para los pozos Maná 1, Maná 2, Maná 3 y Maná 4 son 0.086%, 0,0041%, 0.012%, 0.010% respectivamente en un periodo de 5 años.

La comparación del pronóstico de producción del modelo Darcy con los softwares comerciales OFM y Decline R para los pozos Maná 1 y Maná 3 dio como resultado que el mejor ajuste es el realizado por el programa OFM, seguido de Decline R, para los pozos Maná 2 y Maná 4 dio como resultado que el mejor ajuste es el realizado por el programa OFM, seguido del modelo Darcy.

### **Recomendaciones**

Se recomienda realizar la aplicación del modelo utilizando otro tipo de fluido de características mediano o liviano.

Se propone en futuros trabajos determinar la incidencia de diferentes variables del fluido y la roca como por ejemplo el factor  $\beta$ , el tamaño de partícula, la porosidad, el factor skin para analizar el impacto que podrían tener sobre la tasa de declinación de un pozo.

Se invita en futuros estudios aplicar el modelo propuesto usando un modelo composicional o utilizando ecuaciones de flujo como la ecuación de Forcheimer para fluidos no darcy y comparar su variación con respecto al modelo propuesto en el presente trabajo.

Se recomienda la realización de estudios petrofísicos avanzados para poder plantear el uso de otras ecuaciones de flujo y comparar sus resultados.

### Bibliografía

- Al-Marhoun, & Muhammad Ali. (2003). The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils. *Society of Petroleum Engineers*, 7.
- Amhed, T. (2016). *Equations of State and PVT Analysis*. Gulf Professional Publishing.
- Amooie, M. A., & Moortgat, J. (2018). Higher-Order Black-Oil and Compositional Modeling of Multiphase Compressible Flow in Porous Media. *International Journal of Multiphase Flow*, 43.
- Ansari, A., Sylve, N., Sarica, C., Shoham, O., & Brill, J. (1994). A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *Society of Petroleum Engineers*, 10.
- Arps, J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Society of Petroleum Engineers*, 20.
- Aziz, K., & Settari, A. (1985). *Petroleum Reservoir Simulation*. Great Britain: Elsevier Applied Science Publishers.
- Baker, R., Yarranton, H., & Jensen, J. (2015). Practical Reservoir Engineering and Characterization. En *Practical Reservoir Engineering and Characterization* (págs. 120-162). Gulf Professional Publishing.
- Beal, C. (1946). The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures. *Society of Petroleum Engineers*, 22.
- Beggs, H., & Robinson, J. (1975). Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. *Society of Petroleum Engineers*, 2.
- Chen, S.-M. (2003). A Generalized Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate-Cumulative Relationships. *Society of Petroleum Engineers*, 5.
- Chew, J.-N., & Connally Jr., C. (1959). A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, 3.

- Clark, N. (1962). Fundamentals of Reservoir Fluids. *Society of Petroleum Engineers*, 35.
- Dalen, V. (1986). Fluid Properties in Reservoir Simulation . En V. Dalen, *Fluid Properties in Reservoir Simulation* (págs. 93-108).
- Denney, D. (2005). Beyond Beta Factors: A Model for Darcy, Forchheimer, and Trans-Forchheimer Flow in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers*, 3.
- El-Maraghi, A. E.-B. (2018). PVT Property Correlations. *Gulf Professional Publishing*.
- Fetkovich, M. (1972). Decline Curve Analysis Using Type Curves. *Society of Petroleum Engineers* , 28.
- Fetkovich, M. (1980). Decline Curve Analysis Using Type Curves. *Society of Petroleum Engineers*, 13.
- Fetkovich, M., Fetkovich, E., & Fetkovich , M. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 10.
- Forchheimer, P. (1901). *Wasserbewegung durch bode*. Zeitschrift des Vereines Deutschr Ingenieure, 45, 1782 – 1788.
- Gentry, R. (1972). Decline Curve Analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 4.
- Gentry, R., & McCray, A. (1978). The Effect of Reservoir and Fluid Properties on Production Decline Curves . *Society of Petroleum Engineers*, 15.
- Glaso, O. (1980). Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. *Society of Petroleum Engineers*, 11.
- Greertsman, J. (1957). The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks. *Society of Petroleum Engineers*, 10.
- Kanu, A. U., & Ikiensikimama, S. S. (2014). Globalization of Black Oil PVT Correlations. *Society of Petroleum Engineers*, 18.

- Mao, D., Karanikas, J., Fair, P., Prodan, I., & Wong, G. (2016). A Different Perspective of the Forcheimer and Ergun Equations. *Society of Petroleum Engineers*, 7.
- McCain, W. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Oklahoma: Penn Well Publishing Co.
- Montes Páez, E. G. (2016). *Modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos (tesis de maestría)*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Páez, E. G. M., González, F. E. C., & Duarte, C. A. M. (2016). *Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción*. Fuentes: *El reventón energético*, 14(1), 79-88.
- Murcia Blanco, C. A. (2020). *Modelo predictivo de la tasa de flujo a partir del análisis prospectivo de las propiedades de la roca y el fluido (tesis de maestría)*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Nind, T. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*, 2 ed. En T. Nind, *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*, 2 ed. (pág. 54). Ontario: Limusa.
- Páez, E. G. M., González, F. E. C., & Duarte, C. A. M. (2016). *Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción*. Fuentes: *El reventón energético*, 14(1), 79-88.
- Palacio, J. C., & Blasingame, T. (1993). Decline Curve Analysis Using Type Curves. *Society of Petroleum Engineers*.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

- Patri, O., Panangadan, A., Chelmiss, C., McKee, R., & Prasanna, V. (2014). Predicting Failures from Oilfield Sensor Data using Time Series Shapekets. *Society of Petroleum Engineers*, 14.
- Slider, H. (1968). A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 2.
- Spanos, T., De la Cruz, V., & Eastwood, J. (1991). Fluid Flow in Inhomogeneous Porous Media. *Petroleum Society of Canada*, 8.
- Standing, M. (1947). A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. En M. Standing, *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases*. (págs. 275-287). California.
- Trangestein, J. A., & Bell, J. (1989). Mathematical Structure of the Black-Oil Model for Petroleum Reservoir Simulation. *Society for Industrial and Applied Mathematics*, 35.
- Valle Tamayo, G. A., Romero Consuegra, F., Mendoza Vargas, L. F., & Osorio Gonzalez, D. A. (2017). Empirical PVT Correlations Applied for Colombian Crude Oils: A New Approach. *Society of Petroleum Engineers*, 17.
- Vasquez, M., & Beggs, H. (1980). Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *Society of Petroleum Engineers*, 4.
- Wu, R., & Rosenegger, L. (1999). Comparison of PVT Properties From Equation of State Analysis And PVT Correlations For Reservoir Studies. *The Petroleum Society*, 13.

## ANEXOS

## ANEXO A

Resultados simulación numérica de yacimientos.

Variable Caso #	Modelo de fluido	Espesor	Radio de drenaje (Acres)	Permeabilida d	Declinació n
1	13	30	25	200	0,19255
2	13	30	25	700	0,19608
3	13	30	25	1200	0,18665
4	13	30	40	200	0,13715
5	13	30	40	700	0,19934
6	13	30	40	1200	0,20108
7	13	30	55	200	0,13717
8	13	30	55	700	0,20776
9	13	30	55	1200	0,20496
10	25	30	25	200	0,18756
11	25	30	25	700	0,29829
12	25	30	25	1200	0,45185
13	25	30	40	200	0,21061
14	25	30	40	700	0,32951
15	25	30	40	1200	0,60998
16	25	30	55	200	0,20895
17	25	30	55	700	0,48966
18	25	30	55	1200	0,43749
19	32	30	25	200	0,12341
20	32	30	25	700	0,41647
21	32	30	25	1200	1,11377
22	32	30	40	200	0,29168
23	32	30	40	700	0,61011
24	32	30	40	1200	0,66555
25	32	30	55	200	0,27460
26	32	30	55	700	-0,31889
27	32	30	55	1200	0,57393
28	13	60	25	200	0,18551
29	13	60	25	700	0,33258
30	13	60	25	1200	0,49254

<b>31</b>	13	60	40	200	0,13404
<b>32</b>	13	60	40	700	0,18933
<b>33</b>	13	60	40	1200	0,28688
<b>34</b>	13	60	55	200	0,13473
<b>35</b>	13	60	55	700	0,20318
<b>36</b>	13	60	55	1200	0,30907
<b>37</b>	25	60	25	200	0,18002
<b>38</b>	25	60	25	700	0,44950
<b>39</b>	25	60	25	1200	0,52284
<b>40</b>	25	60	40	200	0,19443
<b>41</b>	25	60	40	700	0,20466
<b>42</b>	25	60	40	1200	0,42058
<b>43</b>	25	60	55	200	0,20273
<b>44</b>	25	60	55	700	0,19802
<b>45</b>	25	60	55	1200	0,22903
<b>46</b>	32	60	25	200	0,28635
<b>47</b>	32	60	25	700	-0,00139
<b>48</b>	32	60	25	1200	-0,40370
<b>49</b>	32	60	40	200	0,22061
<b>50</b>	32	60	40	700	0,12411
<b>51</b>	32	60	40	1200	0,10163
<b>52</b>	32	60	55	200	0,20592
<b>53</b>	32	60	55	700	0,41362
<b>54</b>	32	60	55	1200	0,02646
<b>55</b>	13	100	25	200	0,18034
<b>56</b>	13	100	25	700	0,36332
<b>57</b>	13	100	25	1200	0,36343
<b>58</b>	13	100	40	200	0,13200
<b>59</b>	13	100	40	700	-0,10003
<b>60</b>	13	100	40	1200	0,46190
<b>61</b>	13	100	55	200	0,13400
<b>62</b>	13	100	55	700	0,21991
<b>63</b>	13	100	55	1200	0,31129
<b>64</b>	25	100	25	200	0,17946
<b>65</b>	25	100	25	700	1,11473
<b>66</b>	25	100	25	1200	1,33516
<b>67</b>	25	100	40	200	0,19018
<b>68</b>	25	100	40	700	0,16837
<b>69</b>	25	100	40	1200	0,34162
<b>70</b>	25	100	55	200	0,19428
<b>71</b>	25	100	55	700	0,18513
<b>72</b>	25	100	55	1200	-0,01905
<b>73</b>	32	100	25	200	0,70212

<b>74</b>	32	100	25	700	0,55263
<b>75</b>	32	100	25	1200	0,20880
<b>76</b>	32	100	40	200	0,19023
<b>77</b>	32	100	40	700	0,01345
<b>78</b>	32	100	40	1200	0,42460
<b>79</b>	32	100	55	200	0,19794
<b>80</b>	32	100	55	700	-0,05201
<b>81</b>	32	100	55	1200	0,38789

**ANEXO B**

**Rangos de aplicación para las correlaciones PVT**

Correlación	Origen	Número de datos	Rangos de propiedades									
			$\rho_o$ [lb/pc]		T [°F]		$R_s$ [scf/STB]		°API		Gravedad Especifica Gas	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Ecuación general	-	253	P>Pb		0,093	20,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Standing (1981)	-	-	P<Pb		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tasa de solubilidad del gas												
Correlación	Origen	Puntos de datos	Rangos de propiedades									
			$R_s$ [scf/STB]		T [°F]		Pb		°API		Gravedad Especifica Gas	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Standing (1981)	-	-	NA		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Vasquez and Beggs (1980)	Global	5008	0	2199	75	294	15	6055	15,3	59,3	0,51	1,35
Glasso (1980)	Mar del Norte	41	90	2637	80	280	165	7142	22,3	48,1	0,65	1,28
Petrosky y Farshad (1993)	Golfo de México	81	217	1406	144	288	1574	6523	16,3	45	0,578	0,852

Punto de burbuja												
Correlación	Origen	Puntos de datos	Rangos de propiedades									
			P <sub>b</sub> [psia]		T [°F]		R <sub>s</sub> [scf/STB]		°API		Gravedad Especifica Gas	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
<b>Standing (1947)</b>	California	105	130	7000	100	258	20	1425	16,5	63,8	0,59	0,95
<b>Petrosky y Farshad (1993)</b>	Global	NA	1574	6523	114	288	217	1406	16,3	45	0,578	0,852
<b>Lasater (1958)</b>	Mediocontinente U.S.A	158	48	5780	82	272	3	2905	17,9	51,1	0,57	1,2
<b>Valle, et al</b>	Cuencas Colombianas	33	400	6700	85	212	2,06	181166	7,5	47,4		NA

Coeficiente de compresibilidad isotérmica																						
Correlación	Origen	Puntos de datos	Rangos de propiedades																			
			C <sub>o</sub> [psia-1]		T [°F]		R <sub>s</sub> [scf/STB]		°API		Gravedad Especifica Gas											
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max										
<b>Standing (1947)</b>	-	-		NA		NA		NA		NA		NA										
<b>Vasquez y Beggs (1980)</b>	-	4486		NA		170		170		9		2199		15,3		59,5		0,511		1,351		
<b>Petrosky y Farshad (1993)</b>	-	-		3,5		24,64		114		288		217		1406		16,3		45		0,578		0,852
<b>Al-Marhoun (2003)</b>	Medio Oeste	3412		194		681		34		291		NA		60		179					NA	

Viscosidad del petróleo muerto												
Correlación	Origen	Puntos de datos	Rangos de propiedades									
			$\mu_{od}$		T [°F]		Rs [scf/STB]		°API		Gravedad Especifica Gas	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
<b>Glaso (1980)</b>	Mar del Norte	-	NA		50	300	NA		20	48		NA
<b>Beggs y Robinson (1975)</b>	-	460	1,1178	1,6229	70	295	20	2070	16,3	58	0,5781	0,8519
<b>Beal (1946)</b>	Varias fuentes	655	0,865	1,55	100	220	NA		10,1	52,5		NA

*Figura 31*

Viscosidad del petróleo saturado												
Correlación	Origen	Puntos de datos	Rangos de propiedades									
			$\mu_{ob}$		T [°F]		Rs [scf/STB]		°API		Gravedad Especifica Gas	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
<b>Chew-Connaly (1959)</b>	-	-	0,377	50	72	292	51	3544		NA		NA
<b>Beggs y Robinson (1975)</b>	-	2073	NA		70	295	20	2070	16	58		NA
<b>Abu-Khamsin y Al-Marhoun (1991)</b>	-	-	NA		NA		NA		NA			NA

*Figura 34*

*Figura 35*

Factor volumétrico de formación													
Correlación	Origen	Puntos de datos	Rangos de propiedades										
			Bo [rb/STB]		T [°F]		Rs [scf/STB]		°API		Gravedad Especifica Gas		
			Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
<b>Standing (1981)</b>	-	-	NA		NA		NA		NA		NA		NA
<b>Petrosky y Farshad (1990)</b>	-	-	NA		NA		NA		NA		NA		NA
<b>Glasso (1980)</b>	Mar del Norte	41	1,032	2,5	80	280	90	2637	22,3	48,1	0,65		1,28
<b>Valle, Romero, Mendoza, Osorio (2017)</b>	Colombia	33	1	1,9	85	212	2,06	181166	7,5	47,4			NA

ANEXO C

Paso a paso del desarrollo del modelo propuesto

CARGA DE DATA REQUERIDA PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO DARCY

Datos de entrada		Calculos Rs Standing		Calculos Bo Petrosky y Fashar		Calculos Bo Glasco		Rango Producción		Ubicación	
API	19,2	Rs (R <sub>s</sub> )	0,1083503	Bob	221,6995424	Días	3927	inicial	174	final	204
Grav esp gas	0,784	x(Rs)	0,029004633	A	-1,274505089						
Temp °F	145	Temp °R	604,67								
Pb psi	700										
Pr psi	4800										
re (ft)	500										
h (ft)	40										
K (md)	300										
rw (ft)	2,5										
Kro	0,4										
S	0										

P	tiempo	P	fecha	Presión	Qo	Qw	Np	Qg	Pwf
#	días	#		(psi)	bbl	bbl	bbl	(ft <sup>3</sup> /días)	(psi)
23	0	23	1/07/1985	2247,5	0,0	0	210476,4531	0	2249,2
24	4	24	5/07/1985	2247,5	309,6	43,4239998	210523,1875	287,2319946	2198,7
25	17	25	18/07/1985	2247,4	309,6	43,4412193	210648,0469	286,8226013	2198,7
26	31	26	1/08/1985	2247,3	309,6	43,4460068	210772,7813	286,554596	2198,7
27	62	27	1/09/1985	2243,0	392,5	432,520172	213639,6563	2774,419434	1763,5
28	92	28	1/10/1985	2240,2	430,5	623,538513	217553,4375	3913,783447	1562,3
29	123	29	1/11/1985	2239,2	433,3	648,72583	221684,9844	3998,258057	1541,2
30	153	30	1/12/1985	2239,2	424,5	615,533325	225419	3734	1581,0
31	184	31	1/01/1986	2240,0	404,3	522,659302	228653,5781	3130,258057	1682,3
32	215	32	1/02/1986	2240,8	390,3	457,699585	231452,8906	2709,016113	1753,7
33	243	33	1/03/1986	2239,1	422,0	630,011169	234868,5781	3659,660645	1579,2

Carga de datos necesarios para aplicar el modelo Darcy

Selección del rango de tiempo en días para determinar su ubicación en la data de producción

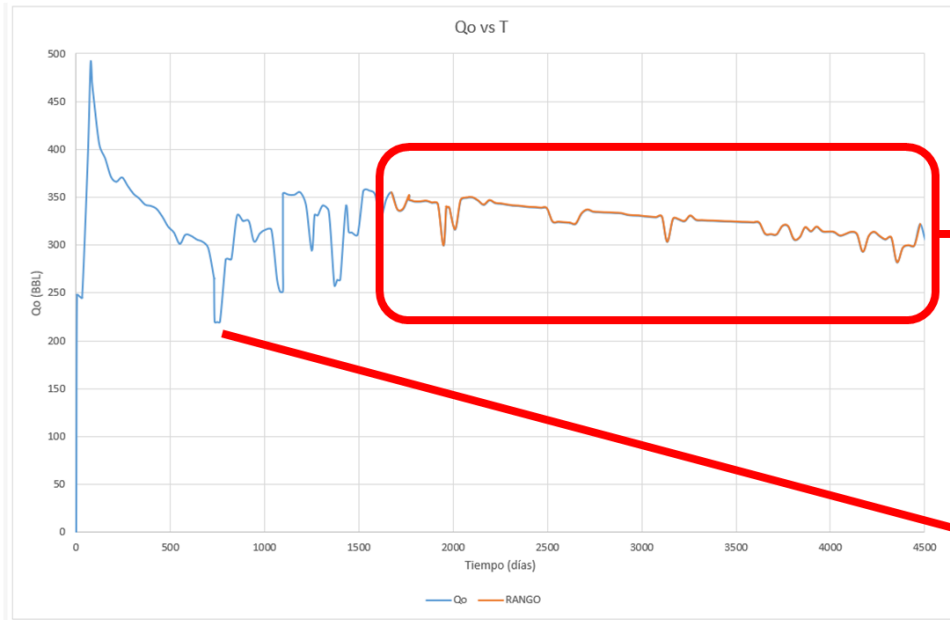
Ubicación de la data histórica de producción y asignación de un valor de posición

GENERACIÓN DE VARIABLES PVT PARA LOS DATOS SUMINISTRADOS

P	tiempo	P	fecha	Presión	Qo	Qv	Np	Qg	Pwf	Tasa de Solubilidad del Gas				Viscosidad del Petroleo Muerto	Viscosidad del Petroleo Saturado o por debajo de Pb			Viscosidad del Petroleo por encima de Pb		
										Standing		Glasco			Petrosky y Farshad		Beggs y Robinson			
#	días	#		(psi)	bbl	bbl	bbl	(ft³/días)	(psi)	Rs	Rs Correg	A	B	Rs	$\mu_{rel} = \frac{1.8(10^7)}{AP_{rel}^{1.157}} \left(\frac{p}{p^*}\right)^{-1}$	$\mu_{rel} = a(\mu_{rel}^*)^b$ $a = 10.715(R_s + 100)^{-0.511}$ $b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$	$\mu_{rel} = \mu_{rel}^* + 0.001(p - p_b)[0.024\mu_{rel}^{1.5} + 0.07\mu_{rel}^{2.0}]$			
23	0	23	10/7/1985	2247.5	0.0	0	210476.453	0	2245.2	355.424	89.785	1129	13.466	11.456	322.890	38.186	16.102	0.719	0.854	19.550
24	4	24	6/07/1985	2247.5	309.6	43.424	210523.388	287.2319946	2186.7	355.418	89.785	1129	13.466	11.456	322.895	38.186	16.102	0.719	0.854	19.550
25	17	25	18/07/1985	2247.4	309.6	43.442	210640.047	286.6226013	2186.7	355.402	89.785	1129	13.466	11.455	322.792	38.186	16.102	0.719	0.854	19.549
26	31	26	10/08/1985	2247.3	309.6	43.446	210772.791	286.6545386	2186.7	355.387	89.785	1129	13.465	11.455	322.779	38.186	16.102	0.719	0.854	19.549
27	62	27	10/08/1985	2243.0	352.5	422.52	210320.656	2774.418454	1763.5	354.694	89.785	1129	13.441	11.446	322.165	38.186	16.102	0.719	0.854	19.540
28	92	28	10/08/1985	2240.2	430.5	623.638	217953.438	3912.783447	1562.3	354.049	89.785	1128	13.425	11.438	321.659	38.186	16.102	0.719	0.854	19.532
29	123	29	11/11/1985	2239.2	433.3	648.726	221864.984	3998.250057	1541.2	353.862	89.785	1128	13.420	11.437	321.537	38.186	16.102	0.719	0.854	19.531
30	153	30	11/2/1985	2239.2	424.5	615.633	225419	3734	1581.0	353.854	89.785	1128	13.419	11.437	321.530	38.186	16.102	0.719	0.854	19.531
31	184	31	10/11/1985	2240.0	404.3	522.659	226853.578	3730.250957	1682.3	354.006	89.785	1128	13.424	11.439	321.654	38.186	16.102	0.719	0.854	19.532
32	215	32	10/2/1986	2240.0	390.3	497.7	221452.891	3709.08113	1763.7	354.955	89.785	1129	13.439	11.440	321.775	38.186	16.102	0.719	0.854	19.535
33	243	33	10/3/1986	2239.1	422.0	630.011	234880.578	3859.660845	1679.2	353.635	89.785	1128	13.419	11.437	321.515	38.186	16.102	0.719	0.854	19.531

La macro del programa Excel genera los valores de las propiedades PVT para cada valor del histórico de producción

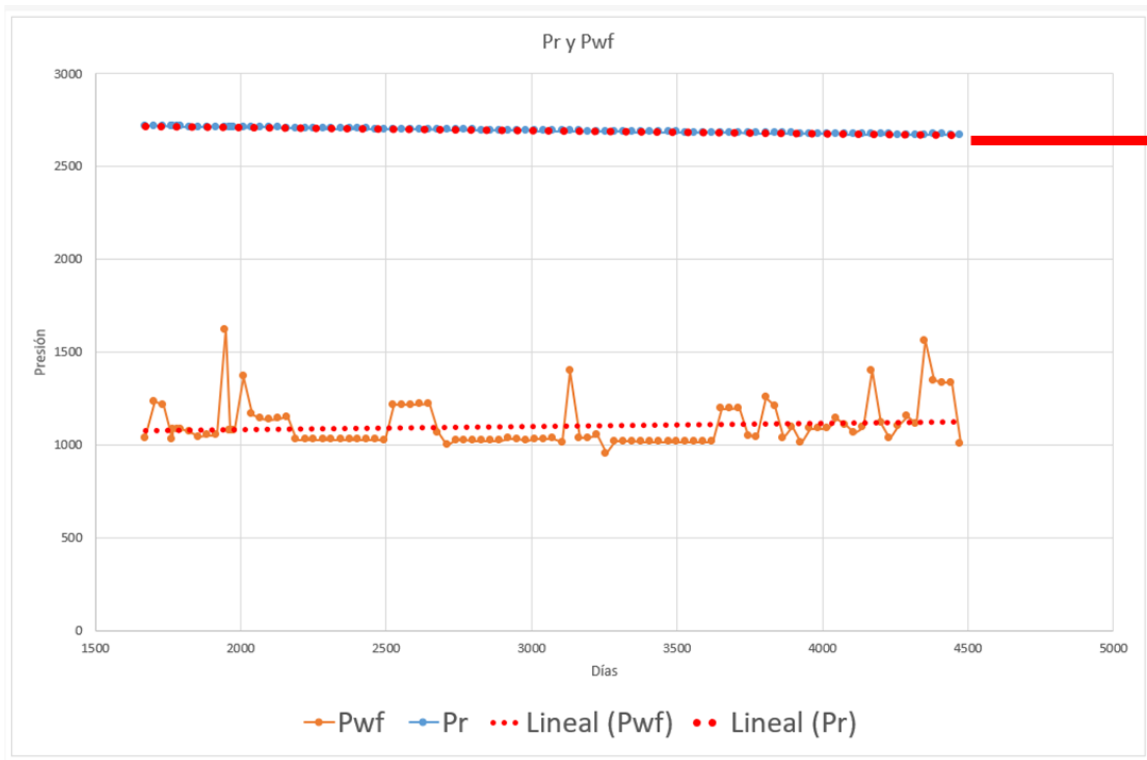
REPRESENTACION GRAFICA DE LOS DATOS CARGADOS EN LA DATA HISTORICA



El rango de datos seleccionados se presenta en un color diferente a los datos históricos

Se muestra de manera grafica el historial de producción cargado en los datos de entrada

INTERPRETACION Y DEFINICION DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE YACIMIENTO Y LA PWF



Se determinan las tendencias del comportamiento de la presión del yacimiento y la Pwf para poder generarlas en tiempos futuros

GENERACION DE LOS DATOS PVT SELECCIONADOS EN EL RANGO DE DATOS Y EXTRAPOLACIÓN DE LOS MISMOS POR EL DOBLE DE TIEMPO SELECCIONADO

P	tiempo	P	fecha	Presión	Qo	Qw	Np	Qg	P	Pr	Pwf	dp	Standing			Glaser			Petrosky y Farshad		
													$R_s = \gamma_g \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{1.2048}$	Rs por encima de Pb	$R_s = \gamma_g \left( \frac{APP^{0.089}}{(r - 460)^{0.172}} \right)^{1.2255} A = 10^x$ $x = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093(\log p)]^{0.5}$	A	Rs	$R_s = \left( \frac{p}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.88139} 10^{1.71884}$			
100	1673	100	1/03/1987	2717.10	355.05	1348.96	179592.52	4051.36	105.53	2015.79	1079	936.99	445,673	89,785	1,209	16,167	12,450	398,334			
101	1704	101	1/04/1987	2717.15	337.20	1185.80	183225.83	3516.11	123.97	2015.26	1080	935.35	445,683	89,785	1,209	16,167	12,450	398,343			
102	1734	102	1/05/1987	2716.58	337.88	1210.12	186762.09	3536.27	124.97	2014.75	1080	934.34	445,572	89,785	1,209	16,164	12,449	398,247			
103	1765	103	1/06/1987	2715.52	351.85	1379.15	190849.48	3955.52	102.26	2014.22	1081	933.30	445,363	89,785	1,208	16,157	12,447	398,068			
104	1765	104	1/06/1987	2715.02	347.44	1331.52	190973.95	3822.08	1079.97												
105	1769	105	5/06/1987	2714.54	347.13	1331.87	191470.55	3813.89	1080.74	2014.15	1081	933.16	445,172	89,785	1,208	16,152	12,445	397,904			
106	1782	106	18/06/1987	2714.10	346.35	1332.65	193057.36	3790.59	1082.99	2013.93	1081	932.72	445,087	89,785	1,208	16,149	12,444	397,831			
107	1795	107	1/07/1987	2713.67	345.61	1333.38	194634.83	3768.26	1085.14	2013.71	1081	932.29	445,002	89,785	1,208	16,147	12,443	397,758			
108	1826	108	1/08/1987	2713.10	345.59	1354.42	198528.00	3767.60	1069.08	2013.18	1082	931.25	444,891	89,785	1,208	16,143	12,442	397,663			
109	1857	109	1/09/1987	2712.51	346.29	1383.71	202442.88	3788.58	1043.97	2012.65	1082	930.20	444,775	89,785	1,208	16,140	12,441	397,564			
110	1887	110	1/10/1987	2712.02	344.36	1382.64	206173.78	3730.90	1052.44	2012.13	1083	929.20	444,678	89,785	1,208	16,137	12,440	397,481			
111	1918	111	1/11/1987	2711.50	343.09	1388.91	209989.56	3692.69	1052.81	2011.60	1083	928.16	444,577	89,785	1,208	16,134	12,439	397,394			
112	1948	112	1/12/1987	2712.63	299.69	900.31	212380.17	2390.62	1620.11	2011.09	1084	927.15	444,799	89,785	1,208	16,141	12,441	397,584			
113	1963	113	16/12/1987	2711.34	339.93	1374.06	214239.16	3398.03	1077.04	2010.83	1084	926.64	444,547	89,785	1,208	16,133	12,439	397,368			
114	1971	114	24/12/1987	2710.45	339.64	1374.35	215166.39	3389.29	1077.71	2010.70	1084	926.37	444,373	89,785	1,208	16,128	12,437	397,218			
115	1979	115	1/01/1988	2709.55	339.27	1374.74	216090.70	3378.00	1078.71	2010.56	1084	926.11	444,197	89,785	1,207	16,123	12,435	397,068			
116	2010	116	1/02/1988	2709.89	316.71	1123.29	219088.75	2901.32	1366.54	2010.03	1085	925.06	444,263	89,785	1,207	16,124	12,436	397,125			
117	2039	117	1/03/1988	2713.28	347.03	1287.76	222548.47	3809.57	1165.19	2009.53	1085	924.09	444,927	89,785	1,208	16,144	12,442	397,694			
118	2070	118	1/04/1988	2712.66	349.58	1284.10	222656.08	3887.55	1141.65	2009.00	1086	923.05	444,805	89,785	1,208	16,141	12,441	397,590			
119	2100	119	1/05/1988	2711.75	350.01	1283.95	223026.56	3900.53	1135.46	2008.49	1086	922.04	444,626	89,785	1,208	16,135	12,439	397,436			
120	2131	120	1/06/1988	2709.67	346.71	1287.29	224394.00	3801.42	1140.54	2007.96	1087	921.00	444,219	89,785	1,207	16,123	12,435	397,087			
121	2161	121	1/07/1988	2706.78	342.23	1291.78	226389.67	3666.95	1149.11	2007.45	1087	919.99	443,653	89,785	1,207	16,106	12,430	396,602			
122	2192	122	1/08/1988	2705.88	346.97	1416.03	230325.69	3809.08	1029.52	2006.92	1088	918.95	443,477	89,785	1,207	16,101	12,428	396,452			
123	2223	123	1/09/1988	2705.34	343.93	1427.33	233795.75	3717.91	1029.00	2006.39	1088	917.91	443,373	89,785	1,207	16,098	12,427	396,362			
124	2253	124	1/10/1988	2704.84	343.44	1429.15	234398.89	3703.04	1028.70	2005.87	1089	916.90	443,274	89,785	1,207	16,095	12,426	396,278			
125	2284	125	1/11/1988	2704.33	342.36	1433.21	235996.77	3670.88	1028.40	2005.34	1089	915.86	443,175	89,785	1,207	16,092	12,425	396,192			

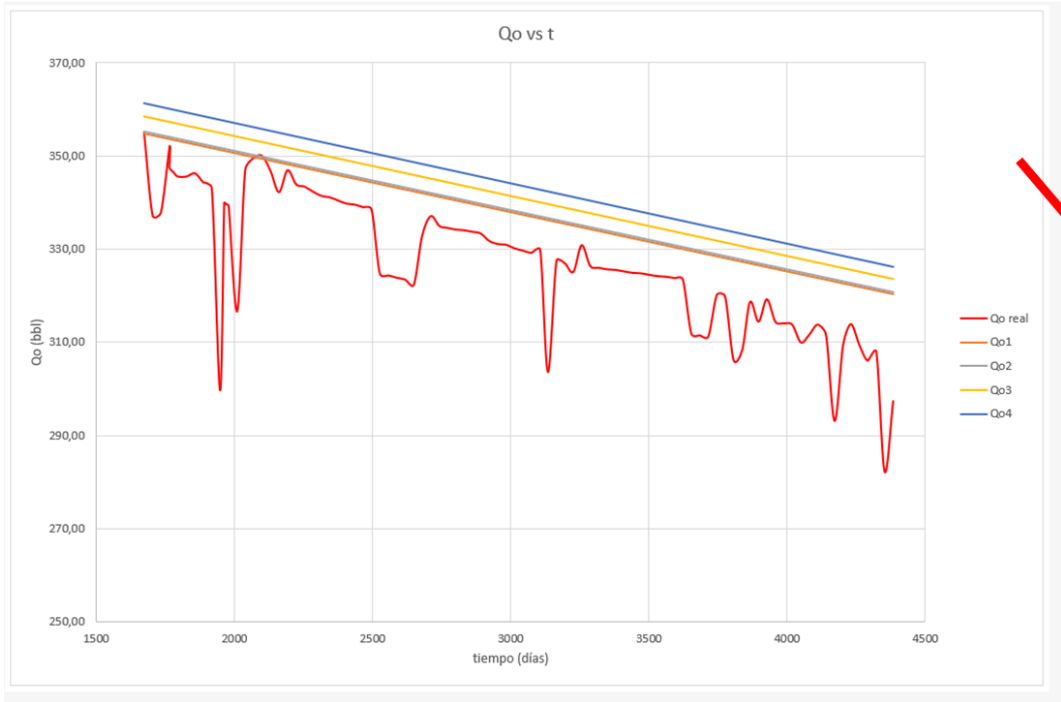
La macro de Excel genera los valores de las variables PVT con los valores seleccionados en el rango y además genera las variables PVT para el doble de tiempo del rango seleccionado contemplando el comportamiento de la presión de yacimiento y Pwf definidas anteriormente

GENERACION DEL PRONOSTICO APLICADO AL RANGO DE DATOS SELECCIONADOS POR MEDIO DE LOS POSIBLES ESCENARIOS GENERADOS EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL DE CORRELACIONES PVT

1	Qo	Presión	Pwf	Pr tendencia	Pwf tendencia	dp	Pwf pendiente lineal	Qo Casos (bbl)							
2	bbl	(psi)	(psi)	(psi)	(psi)	(psi)	(psi)	1	% E	2	% E	3	% E	4	% E
3	355,05	2717,10	1037,53	2015,79	1079,40	936,30	0,00	354,92132	0,0348894	355,33133	0,0805904	358,40601	0,9465879	361,28679	1,7579724
4	337,20	2717,15	1234,97	2015,26	1079,92	935,35	0,00	354,52652	5,1372207	354,93607	5,2586752	358,00733	6,1694788	360,88491	7,0228436
5	337,88	2716,58	1212,97	2014,75	1080,41	934,33	0,00	354,14446	4,815069	354,55357	4,9361514	357,62152	5,8441642	360,49599	6,6949142
6	351,85	2715,52	1026,56	2014,22	1080,92	933,30	0,00	353,74966	0,5395332	354,15831	0,6556765	357,22284	1,5266503	360,09411	2,3426972
7	347,44	2715,02	1079,97	2014,22	1080,92	933,30	0,00	353,74966	1,8160417	354,15831	1,9336596	357,22284	2,8156918	360,09411	3,6420997

La macro de Excel genera los datos de Qo basada en el modelo Darcy, utilizando las diferentes combinaciones de modelos planteadas en el diseño experimental de correlaciones PVT y determina el porcentaje promedio de cada una indicando cual de estas combinaciones de correlaciones es la mas indicada para modelar el comportamiento de la declinación del pozo.

REPRESENTACION GRAFICA DEL RANGO DE DATOS SELECCIONADOS Y EL AJUSTE GENERADO POR LOS ESCENARIOS DEL DISEÑO EXPERIMENTAL DE CORRELACIONES PVT



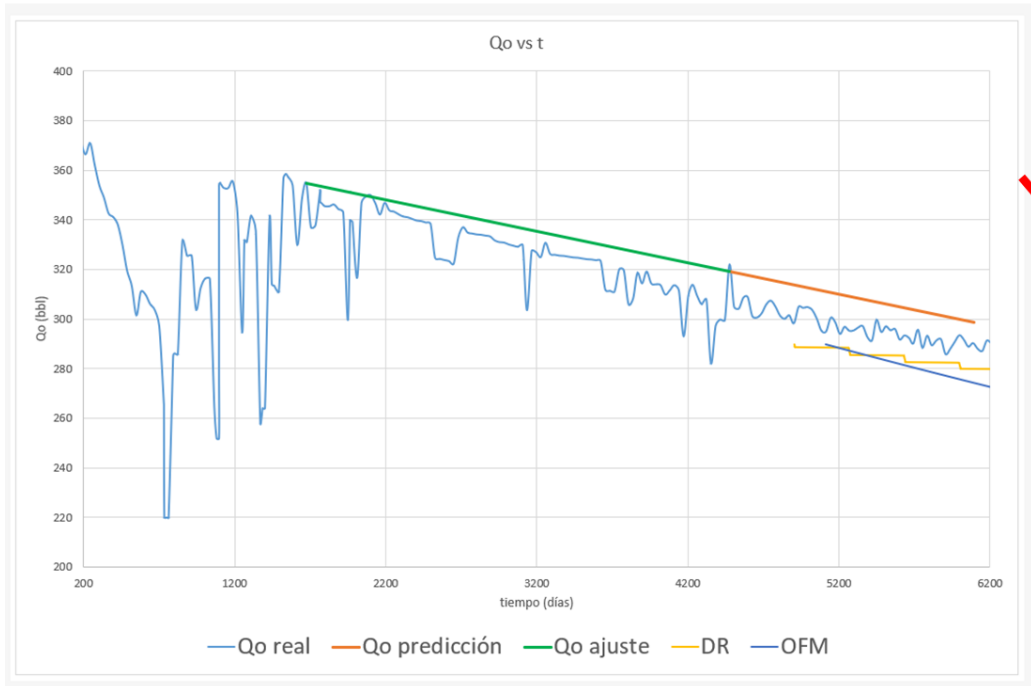
REPRESENTACION GRAFICA DEL RANGO DE DATOS SELECCIONADOS Y LAS PREDICCIONES REALIZADAS CON CADA UNO DE LOS ESCENARIOS GENERADOS EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL DE LAS CORRELACIONES PVT

GENERACIÓN DEL PRONOSTICO DE PRODUCCION CON EL ESCENARIOS DEL DISEÑO EXPERIMENTAL DE CORRELACIONES PVT QUE PRESEN MENOR PORCENTAJE DE ERROR EN EL AJUSTE DE LOS DATOS

	P	tiempo	Pr tendencia	Pwf pendiente lineal	Rs por encima de pb	Viscosidad Beals	Bo Standing	Qo Casos (bbi) Pendiente lineal	
	#	días	(psi)	(psi)		cp	bbi/STB	4	% E
107	197	4475	1967,88	1125,64				319,23646	
108	198	4505	1967,3645	1126,13	89,78505	20,595732	1,0720371	318,8544	
109	199	4535	1966,8515	1126,63	89,78505	20,595732	1,0720371	318,47233	
110	200	4565	1966,3385	1127,12	89,78505	20,595732	1,0720371	318,09027	
111	201	4595	1965,8255	1127,62	89,78505	20,595732	1,0720371	317,7082	
112	202	4625	1965,3125	1128,11	89,78505	20,595732	1,0720371	317,32614	
113	203	4655	1964,7995	1128,61	89,78505	20,595732	1,0720371	316,94407	
114	204	4685	1964,2865	1129,10	89,78505	20,595732	1,0720371	316,56201	
115	205	4715	1963,7735	1129,60	89,78505	20,595732	1,0720371	316,17994	
116	206	4745	1963,2605	1130,09	89,78505	20,595732	1,0720371	315,79788	
117	207	4775	1962,7475	1130,59	89,78505	20,595732	1,0720371	315,41581	
118	208	4805	1962,2345	1131,08	89,78505	20,595732	1,0720371	315,03375	
119	209	4835	1961,7215	1131,58	89,78505	20,595732	1,0720371	314,65168	
120	210	4865	1961,2085	1132,07	89,78505	20,595732	1,0720371	314,26962	
121	211	4895	1960,6955	1132,57	89,78505	20,595732	1,0720371	313,88755	
122	212	4925	1960,1825	1133,06	89,78505	20,595732	1,0720371	313,50549	
123	213	4955	1959,6695	1133,56	89,78505	20,595732	1,0720371	313,12342	
124	214	4985	1959,1565	1134,05	89,78505	20,595732	1,0720371	312,74136	
125	215	5015	1958,6435	1134,55	89,78505	20,595732	1,0720371	312,35929	
126	216	5045	1958,1305	1135,04	89,78505	20,595732	1,0720371	311,97723	
127	217	5075	1957,6175	1135,54	89,78505	20,595732	1,0720371	311,59516	
128	218	5105	1957,1045	1136,03	89,78505	20,595732	1,0720371	311,2131	
129									

SE GENERAN LOS VALORES PVT DEL ESCENARIO QUE PRESEN MENOR PORCENTAJE DE ERROR EN EL AJUSTE DE LOS DATOS CON LOS VALORES PROYECTADOS DE PRESION DE YACIMIENTO Y PWF PARA GENERAR LA PREDICCIÓN

REPRESENTACION GRAFICA DEL MODELO DARCY Y LOS MODELOS GENERADOS POR SOFTWARE COMERCIAL



REPRESENTACION GRAFICA DEL PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DEL MODELO DARCY Y LOS OBTENIDOS POR SOFTWARE COMERCIAL