

**Modelo predictivo de la tasa de flujo a partir del análisis prospectivo de las propiedades de  
la roca y el fluido**

**Cristian Alejandro Murcia Blanco**

**Trabajo para optar por el título de Magíster en ingeniería de hidrocarburos**

**Director**

**Erik Giovany Montes Páez**

**M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Co- director**

**Álvaro Prada Velásquez**

**M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Bucaramanga**

**2020**

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	15
1. Modelos utilizados actualmente para generar pronósticos de producción.....	16
1.1 Curvas de declinación.....	17
1.1.1 Modelos de declinación. ....	19
1.2 Curvas tipo.....	28
1.2.1 Curvas tipo Slider. ....	28
1.2.2 Curvas tipo de Gentry y Arps. ....	30
1.2.3 Curvas tipo de Fetkovich. ....	32
1.2.4 Curvas de Palacio y Blasingame.....	34
1.2.5 Series de tiempo.....	39
2. Metodología .....	40
3. Ecuaciones que describen el comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso. 43	
3.1 Ley de Darcy.....	44
3.2 Ecuación de Forchheimer .....	46
3.3 Ecuación de Ergun .....	47
3.4 Ecuación de Balance de Masa.....	48
4. Propiedades PVT del petróleo negro .....	50
4.1 Solubilidad del gas $R_s$ .....	51

4.2 Método de Standing .....	52
4.3 Gravedad específica del gas .....	53
4.4 Densidad del petróleo negro .....	53
4.5 Método de Standing .....	54
4.6 Gravedad específica del petróleo negro .....	54
4.7 Coeficiente isotérmico de compresibilidad.....	55
4.8 Correlación de Petrosky .....	55
4.9 Presión del punto de burbuja.....	55
4.10 Correlación de Standing.....	56
4.11 Factor volumétrico de formación.....	56
4.12 Viscosidad.....	57
5. Balance de materia .....	59
5.1 Forma lineal de la ecuación de balance de materia.....	60
5.2 Yacimientos volumétricos de petróleo subsaturado .....	61
5.3 Yacimientos volumétricos de petróleo saturado .....	62
6. Aspectos que afectan los pronósticos de producción.....	63
6.1 Mojabilidad de la roca .....	63
6.2 Análisis PVT de los fluidos a evaluar.....	65
6.3 Propiedades petrofísicas de las variables a evaluar .....	68
6.3.1 Propiedades petrofísicas evaluadas en el modelo de simulación.....	68
6.4 Modelo de simulación empleado .....	69
6.5 Análisis de sensibilidad de parámetros .....	71

7. Modelo predictivo de la tasa de flujo a partir del análisis prospectivo de propiedades de la roca y el fluido .....	75
7.1 Datos requeridos para alimentar el modelo .....	80
7.2 Selección de rango de producción .....	83
7.3 Determinación de las propiedades PVT del fluido .....	85
7.4 Determinación de la saturación de agua del pozo (SW) .....	85
8. Aplicación del modelo predictivo de la tasa de flujo a partir del análisis prospectivo de las propiedades de la roca y el fluido .....	86
8.1 Aplicación del modelo al pozo Murcia 1 .....	88
8.2 Aplicación del modelo al pozo Murcia 2 .....	91
8.3 Aplicación del modelo al pozo Murcia 3 .....	94
8.4 Aplicación del modelo al pozo Murcia 4 .....	96
9. Análisis de resultados .....	100
10. Conclusiones .....	104
11. Recomendaciones .....	105
Referencias Bibliográficas .....	106
Apéndices .....	110

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comportamiento típico de la producción de un pozo. NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, 2 ed. Ontario: Limusa, 1987. Pág. 54. Modificado.....	18
Figura 2. Comportamiento de la tasa de declinación de un pozo. Tasa de declinación constante (izquierda) o variable (derecha). POSTON, Steven. POE, Bobby. Analysis of Production Decline Curves. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008. Modificado. ....	21
Figura 3. Tasa normalizada vs tiempo. Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands. Cap. 9. Modificada. ....	22
Figura 4. Tasa normalizada vs Petróleo acumulado. Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands. Cap. 9. Modificada. ....	23
Figura 5. Tasa normalizada vs tiempo vs petróleo acumulado. Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands. Cap. 9. Modificada. ....	24
Figura 6. Obtención del exponente n para la declinación hiperbólica. PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Cap. 9. Modificada. ....	25
Figura 7. Método de Aderemi para la obtención del exponente n. ADEREMI, Samuel. Effective use of Production Surveillance Tool in Forecasting Future Production. SPE 119732. 2008. Modificado.....	26

Figura 8. Curvas tipo para la determinación del exponente de declinación para tiempos negativos. SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers: 1968. Modificado. .... 29

Figura 9. Curvas tipo para la determinación del exponente de declinación para tiempos positivos. SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers: 1968. Modificado. .... 30

Figura 10. Curvas tipo de Gentry—Arps. (a) Tasa adimensional vs tiempo adimensional. (b. GENTRY, Robert. Decline Curve Analysis. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1972. Modificado..... 32

Figura 11. Curvas tipo de Fetkovich. Fuente: FETKOVICH, M. Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers: 1980. Modificado. .... 34

Figura 12. Curvas tipo de Palacio y Blasingame. PALACIO, Juan Carlos. BLASINGAME, Thomas. Decline curve analysis using type curves. Society of Petroleum Engineers: 1993. Modificado..... 37

Figura 13. Metodología para el desarrollo del modelo predictivo..... 42

Figura 14. Modelo de flujo radial, Ahmed, T., & Meehan, D. N. Performance of Oil Reservoirs. En Advanced Reservoir Management and Engineering (pp. 433). (2012)..... 46

Figura 15. Decrecimiento de la presión vs producción. Ahmed, T., & Meehan, D. N. Performance of Oil Reservoirs. En Advanced Reservoir Management and Engineering. (2012) 50

Figura 16. Curva del comportamiento típico de la solubilidad del gas ( $R_s$ ) vs presión..... 52

Figura 17. Fluidos producidos vs ( $E_o + E_f, w$ ). Ahmed, T. H. Reservoir engineering handbook (4th ed). Amsterdam ; Boston: Gulf Professional Publishing. (2010). .... 61

Figura 18. Fluidos producidos vs Eo. Ahmed, T. H. Reservoir engineering handbook (4th ed).  
 Amsterdam ; Boston: Gulf Professional Publishing. (2010)..... 62

Figura 19. Roca de mojabilidad preferencial al agua, al aceite y mixta. .... 65

Figura 20. Enmallado del modelo de simulación..... 69

Figura 21. Condiciones iniciales del modelo de simulación..... 70

Figura 22. Control de los pozos del modelo de simulación ..... 71

Figura 23. Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación..... 74

Figura 24. Procedimiento a seguir en el desarrollo del modelo propuesto ..... 76

Figura 25. Histórico de producción de los datos empleados en la ejecución del modelo..... 84

Figura 26. Selección de datos a utilizar en la ejecución del modelo ..... 84

Figura 27. Histórico de producción pozo Murcia 1. .... 86

Figura 28. Histórico de producción pozo Murcia 2. .... 87

Figura 29. Histórico de producción pozo Murcia 3. .... 87

Figura 30. Histórico de producción pozo Murcia 4. .... 87

Figura 31. Predicción pozo Murcia 1, modelo predictivo. .... 88

Figura 32. Predicción pozo Murcia 1, software OFM. .... 89

Figura 33. Predicción pozo Murcia 1, Software Decline R. .... 89

Figura 34. Predicciones de producción del pozo Murcia 1..... 90

Figura 35. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia1 .... 90

Figura 36. Predicción pozo Murcia 2, modelo predictivo. .... 91

Figura 37. Predicción pozo Murcia 2, software OFM. .... 92

Figura 38. Predicción pozo Murcia 2, Software Decline R. .... 92

Figura 39. Predicciones de producción del pozo Murcia 2..... 93

Figura 40. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia2.... 93

Figura 41. Predicción pozo Murcia 3, modelo predictivo. .... 94

Figura 42. Predicción pozo Murcia 3, software OFM. .... 95

Figura 43. Predicción pozo Murcia 3, Software Decline R. .... 95

Figura 44. Predicciones de producción del pozo Murcia 3..... 96

Figura 45. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia3.... 96

Figura 46. Predicción pozo Murcia 4, modelo predictivo. .... 97

Figura 47. Predicción pozo Murcia 4, software OFM. .... 98

Figura 48. Predicción pozo Murcia 4, Software Decline R. .... 98

Figura 49. Predicciones de producción del pozo Murcia 4..... 99

Figura 50. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia4.... 99

Figura 51. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 1 ..... 101

Figura 52. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 2..... 101

Figura 53. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 3..... 102

Figura 54. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 4..... 102

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Valores aproximados del exponente para diferentes tipos de yacimientos .....	26
Tabla 2. Ecuaciones usadas en cada tipo de declinación .....	27
Tabla 3. Variables adimensionales usadas en cada tipo de declinación .....	31
Tabla 4. Rangos de parámetros para ecuaciones de Ergun y Forcheimer .....	48
Tabla 5 Análisis PVT de un crudo pesado “13 °API” .....	66
Tabla 6 Análisis PVT de un crudo mediano “25 °API” .....	66
Tabla 7 Análisis PVT de un crudo liviano “34 °API” .....	67
Tabla 8. Evaluación de porosidades y permeabilidades de los yacimientos más comunes .....	68
Tabla 9. Variables petrofísicas seleccionadas para el modelo de simulación.....	68
Tabla 10. Datos del modelo de simulación.....	70
Tabla 11. Valores propuestos para el análisis de sensibilidad.....	72
Tabla 12. Interpretaciones del coeficiente de correlación muestral.....	73
Tabla 13. Análisis de correlación de las variables .....	73
Tabla 14. Datos de entrada al modelo de la roca, el fluido y el pozo. ....	81
Tabla 15. Valores para generar las curvas de permeabilidad en el modelo .....	82
Tabla 16. Datos de la producción necesarios para alimentar el modelo .....	82

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Instructivos técnicos base .....	110
Apéndice B Resultados simulación numérica de yacimientos. ....	112
Apéndice C. Propiedades de la roca (curvas de permeabilidad relativa) .....	121

## Resumen

**TITULO:** MODELO PREDICTIVO DE LA TASA DE FLUJO A PARTIR DEL ANÁLISIS PROSPECTIVO DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUIDO\*.

**AUTOR:** CRISTIAN ALEJANDRO MURCIA BLANCO\*\*.

**PALABRAS CLAVE:** CURVAS DE DECLINACIÓN, MODELO PREDICTIVO, PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUIDO, CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA, PROPIEDADES PVT, COEFICIENTE DE CORRELACIÓN.

### DESCRIPCIÓN:

En la industria de los hidrocarburos es de vital importancia conocer y cuantificar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento, su producción y su comportamiento a futuro. Bajo esta necesidad, durante más de un siglo se han buscado y desarrollado soluciones analíticas que permiten estimar el valor de la tasa de producción futura de un campo o un pozo basado en su historia de producción, todo esto con el fin de predecir el momento donde el pozo dejaría de ser rentable, estimar los ingresos que se obtendrán durante la vida productiva del pozo y prever posibles intervenciones de mejora, estas soluciones analíticas se encuentran fundamentadas en procesos matemáticos o gráficos que no incluyen características del yacimiento o el tipo de fluido, con base en esta necesidad se propone un modelo predictivo fundamentado en la ley de Darcy, que modela el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento y contempla características de la roca y el fluido, el pronóstico es realizado por medio de una metodología se propone la variación de algunas propiedades y se evalúan con respecto a la depleción del pozo en cuatro pozos de un campo colombiano, los resultados son comparados con los obtenidos por software comerciales como OFM y Decline R.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas Escuela de ingeniería de petróleos Maestría en ingeniería de hidrocarburos Director Erik Giovany Montes Páez M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos Co- director Álvaro Prada Velásquez M.Sc.

### Abstract

**TITLE:** PREDICTIVE MODEL OF THE FLOW RATE FROM THE PROSPECTIVE ANALYSIS OF THE PROPERTIES OF THE ROCK AND THE FLUID\*

**AUTHOR:** CRISTIAN ALEJANDRO MURCIA BLANCO\*\*

**KEYWORDS:** DECLINATION CURVES, PREDICTIVE MODEL, ROCK AND FLUID PROPERTIES, RELATIVE PERMEABILITY CURVES, PVT PROPERTIES, CORRELATION COEFFICIENT.

**DESCRIPTION:**

In the hydrocarbon industry it is vitally important to know and quantify the amount of fluids present in the reservoir, its production and its future behavior. Under this need, analytical solutions have been sought and developed that allow estimating the value of the future production rate of a field or a well based on its production history, all this in order to predict the moment where the well would cease to be profitable. , to estimate the income that will be obtained during the productive life of the well and to anticipate possible improvement interventions, these analytical solutions are based on mathematical or graphic processes that do not include characteristics of the reservoir or the type of fluid, based on this need in This paper proposes a predictive model based on Darcy's law, which models the behavior of fluid flow in the reservoir and contemplates characteristics of the rock and fluid, the forecast is made by means of a methodology proposing the variation of some properties and are evaluated with respect to the depletion of the well in four wells of a Colombian field, the results are compared to those obtained by commercial software such as OFM and Decline R.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas Escuela de ingeniería de petróleos Maestría en ingeniería de hidrocarburos Director Erik Giovany Montes Páez M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos Co- director Álvaro Prada Velásquez M.Sc.

## Introducción

En la industria de los hidrocarburos es de vital importancia conocer y cuantificar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento, su producción y su comportamiento a futuro. Bajo esta necesidad durante más de un siglo se han buscado y desarrollado soluciones analíticas que permiten estimar el valor de la tasa de producción futura de un campo o un pozo basado en su historia de producción, todo esto con el fin de predecir el momento donde el pozo dejaría de ser rentable, estimar los ingresos que se obtendrán durante la vida productiva del pozo y prever posibles intervenciones de mejora. En el presente trabajo se abordarán los modelos predictivos existentes como los propuestos por Arps (1944) entre otros, sus fundamentos matemáticos, estadísticos, el desarrollo y aplicación de estos. Cabe resaltar que estos modelos no involucran propiedades físicas de la formación ni del fluido, por lo cual se propone un modelo predictivo basado en una ecuación que define el comportamiento del flujo de los fluidos en el yacimiento, con la variación de sus respectivas propiedades en el tiempo productivo del pozo.

Para esto se propuso una metodología que consiste en evaluar algunas características de las propiedades de la roca y el fluido en un modelo de simulación Black Oil sector model, donde por medio de un diseño experimental ( $n^k$ ), de cinco grupos ( $n$ ) y tres factores ( $k$ ) se pudo identificar cual es la variable más influyente en la tasa de declinación de un pozo de este tipo. Con esta información se planteó un modelo con base en una ecuación de flujo de fluidos donde se alimentó con data de producción, propiedades de los fluidos y curvas de permeabilidad relativa, con el fin

de generar un ajuste en producción histórica del pozo y generar un pronóstico de producción de la tasa de petróleo.

### **1. Modelos utilizados actualmente para generar pronósticos de producción**

La generación de pronósticos de producción es una de las herramientas más antiguas y utilizadas en la ingeniería de petróleos, tiene sus primeros fundamentos en los escritos de Arnold & Anderson (1908) que desde inicios del siglo XX propusieron que la tasa de producción a iguales intervalos de tiempo forma series geométricas y señalaron la caída de producción como una fracción aproximadamente constante. Arnold y Anderson introdujeron el término “*declinación*” a la caída de producción y lo asociaron a dicha fracción.

Con base en este primer postulado, surgieron algunos aportes importantes, como el de Cutler, (1924) quien describió por primera vez la “*declinación exponencial*” permitiendo obtener pronósticos muy conservadores. Además Johnson & Bollens, (1927) explicaron que la relación que existente entre la tasa de producción y la reducción de la tasa de producción se mantiene aproximadamente constante, en intervalos de tiempo iguales.

Desde la primera mitad del siglo XX, en la industria petrolera se han empleado las curvas de declinación como la principal herramienta para la obtención de pronósticos de producción. Aun cuando algunas de sus consideraciones difícilmente se satisfacen en la práctica. (Montes, Calvete, y Mantilla, 2016)

También vale la pena destacar el aporte de Arps, (1944) utilizando curvas tipo describe los tipos de declinación por medio del exponente  $n$  que varía entre valores de 0 y 1, como resultado se define la declinación exponencial, hiperbólica y armónica, logrando obtener de manera general cualquier tipo de pronóstico, siendo así que hoy en día todos los softwares y la mayoría de los modelos que realizan predicciones toman como base su principio, aunque presente ciertas limitaciones.

Con respecto a los modelos planteados Fetkovich, (1980) describe que los resultados obtenidos para un pozo están sujetos a una amplia gama de interpretaciones alternativas, principalmente en función de la experiencia y los objetivos del evaluador.

Paris de Ferrer, (2009) define que los principales fines de realizar la estimación del comportamiento futuro de la producción de un campo son: (a) Pronosticar las reservas remanentes de hidrocarburos, (b) Planificar a largo plazo las operaciones, (c) Estimar algunas propiedades o características petrofísicas o de fluido y (d) calcular las posibles cargas fiscales.

En el presente capítulo se realiza una revisión de los principales modelos y métodos utilizados para realizar estimaciones de la tasa de producción.

## **1.1 Curvas de declinación**

El análisis de las curvas de declinación fue introducido por Arps, (1945). Las curvas de declinación se usan para evaluar el comportamiento individual de cada pozo, del campo y estiman datos futuros de la producción, este método consiste en un tratamiento gráfico o matemático que no se basa en las leyes que gobiernan el flujo de los fluidos en la formación.

Paris de Ferrer, (2009) describe la curva típica del análisis de declinación como una representación en papel semilog de la tasa de producción vs el tiempo, ajustando los datos en una línea recta y extrapolándolos hasta un periodo de tiempo igual al conocido, por lo cual no se recomienda realizarlo a la primera fase de vida de un pozo pues en ésta no hay suficientes datos en los cuales basar las predicciones. Es importante resaltar que estas no tienen 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.

También se puede representar y analizar el comportamiento de la producción de un pozo como se muestra en la Figura 1, Nind, (1987) menciona que después de que la producción ha alcanzado una estabilidad por un periodo de tiempo determinado, esta luego empieza a disminuir evidenciando que el pozo no puede sostener su producción y su capacidad va decayendo regularmente.

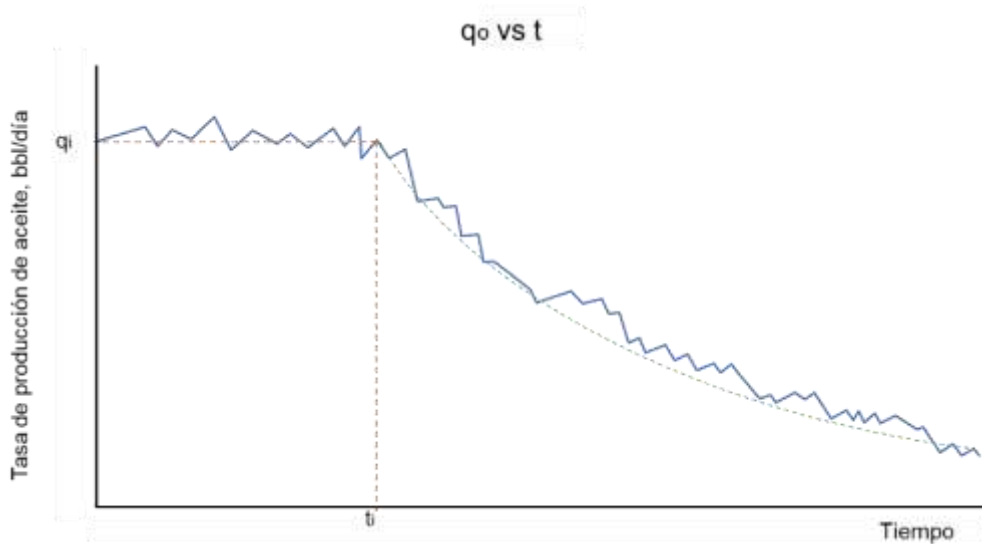


Figura 1. Comportamiento típico de la producción de un pozo. NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, 2 ed. Ontario: Limusa, 1987. Pág. 54. Modificado.

Como se observa, existe una aproximación o nivel de ajuste entre los datos de producción y la línea de tendencia que se muestra en la Figura 1 (línea punteada) que se ha incluido en la gráfica. Con base en esta observación, se puede pensar en extrapolar dicha línea de tendencia y llegar a estimar la producción del pozo para tiempos futuros.

**1.1.1 Modelos de declinación.** Dentro de las curvas de declinación existen dos métodos de análisis que se basan en la forma como la declinación varía con el tiempo. Estos son: declinación nominal y declinación efectiva.

- Declinación nominal

La tasa declinación nominal (D) también conocida como índice o relación de pérdida se define como la pendiente negativa de la curva formada al graficar el logaritmo natural de la tasa de producción vs el tiempo.

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

Donde,

- D= la tasa de declinación nominal [años-1].
- q = la tasa de producción de petróleo [bbl/día].
- t= el tiempo [años o meses].

Esta tasa es usada principalmente cuando los datos de producción no son medidos a intervalos regulares un ejemplo de esto es cuando se usan los datos de pruebas de producción, las cuales no se hacen necesariamente el mismo día de cada mes.

- Declinación efectiva

La tasa de declinación efectiva ( $d$ ) es la más usada en la industria, está definida como la diferencia entre la tasa de producción desde un punto inicial  $q_i$  y un valor  $q$  durante un periodo de tiempo igual a la unidad es decir un mes o un año, dividido por la producción al comienzo del periodo.

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad (2)$$

Donde

- $d$ = la tasa de declinación efectiva [%/año o %/mes].
- $q$ = la tasa de producción de petróleo en un tiempo  $t$  [bbl/día].
- $q_i$ = la tasa de producción al comienzo del periodo de declinación [bbl/día].

Según la duración del periodo de tiempo de declinación puede ser: declinación efectiva mensual o declinación efectiva nominal.

Montes, (2016) menciona que la tasa de declinación puede entenderse como la pendiente de la recta tangente a los puntos de un gráfico cartesiano de la producción contra el tiempo. El valor de la tasa de declinación ( $D$ ) puede tener varios comportamientos. En algunos casos, un pozo presenta la misma tasa de declinación durante toda la vida productiva, mientras que en otros se presenta una tasa de producción variable en el tiempo, tal como se observa en la Figura 2.

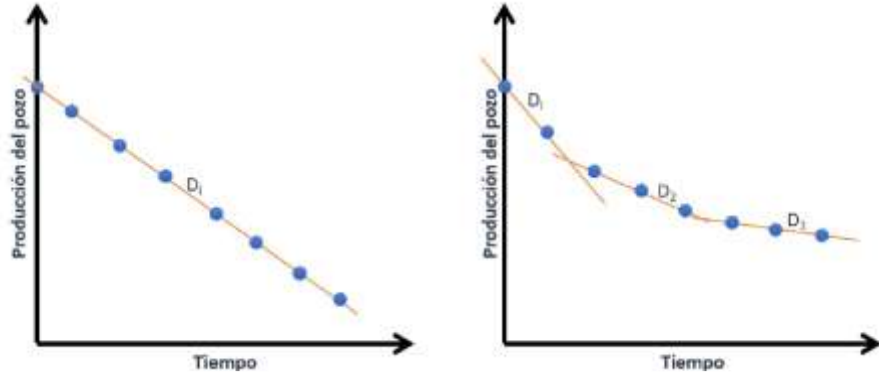


Figura 2. Comportamiento de la tasa de declinación de un pozo. Tasa de declinación constante (izquierda) o variable (derecha). POSTON, Steven. POE, Bobby. Analysis of Production Decline Curves. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008. Modificado.

Existe una ecuación matemática general la cual define tres tipos curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \tag{3}$$

Donde,

- $n$ = exponente de declinación [valores entre 0 y 1].
- $D_i$ = la tasa de declinación al comenzar el periodo actual de declinación.

- Declinación Exponencial

Es el modelo de declinación más usado en la industria, a pesar de que este no representa de mejor manera el comportamiento del yacimiento, es el más conservador en sus resultados. El valor del exponente de declinación ( $n$ ) en ese modelo es 0, lo cual hace que se tenga una tasa de declinación constante.

$$q = q_i e^{-D_i t} \tag{4}$$

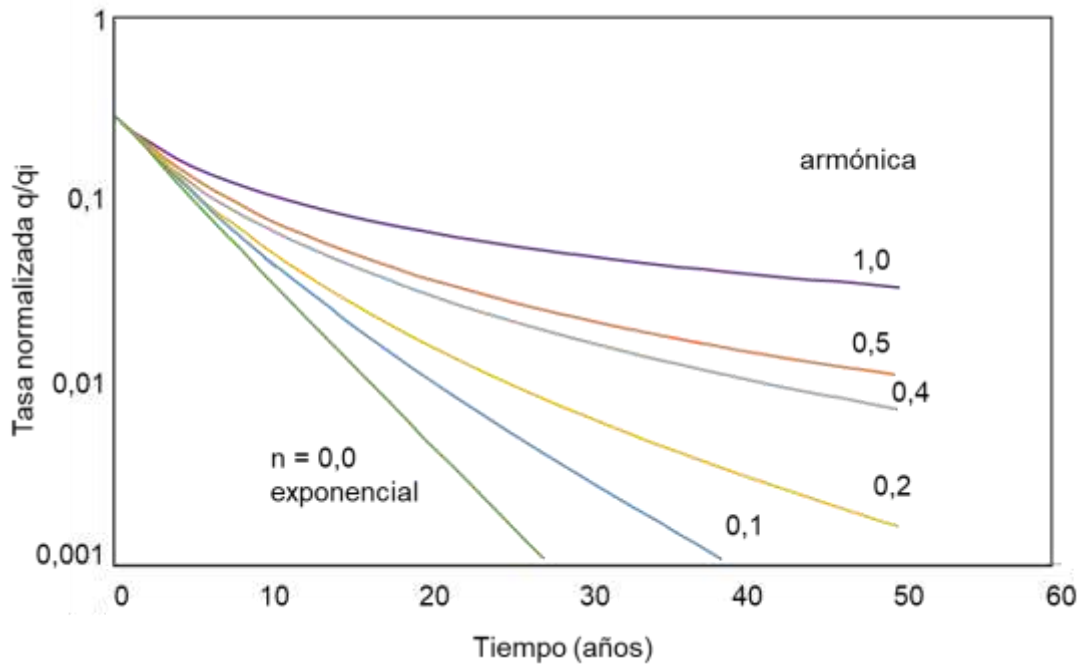


Figura 3. Tasa normalizada vs tiempo. Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands. Cap. 9. Modificada.

- Declinación Armónica

Este es el modelo de declinación más optimista, para este modelo el valor de  $n$  es igual a 1, el cual es el valor máximo que puede obtener este exponente.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^1 \rightarrow D = bq \tag{5}$$

$$b = \frac{D_i}{q_i} \tag{6}$$

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \tag{7}$$

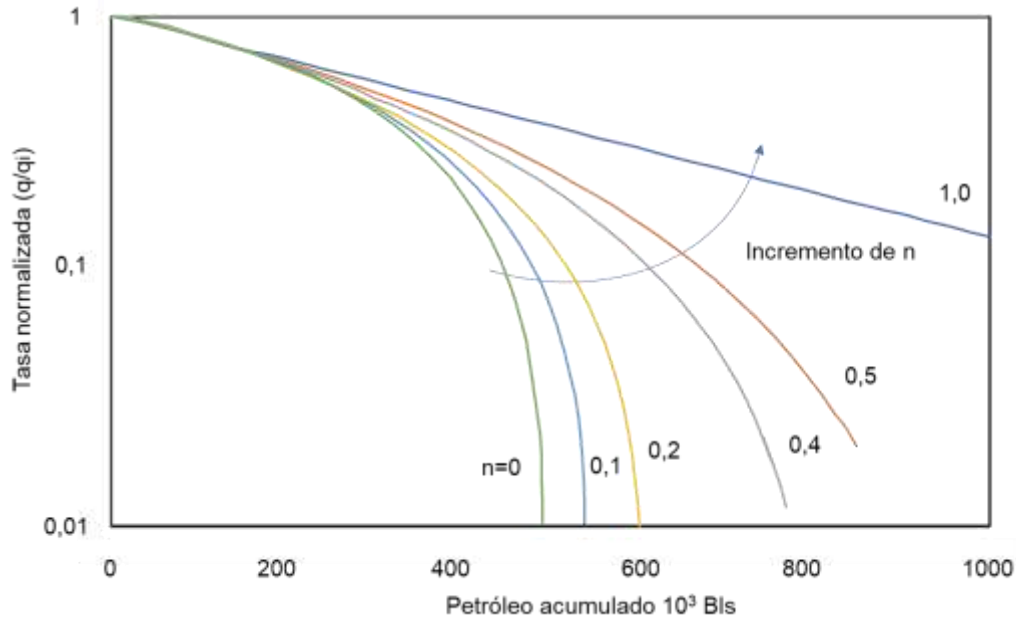


Figura 4. Tasa normalizada vs Petróleo acumulado. Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands. Cap. 9. Modificada.

- Declinación Hiperbólica

En este modelo de declinación el valor del exponente de declinación ( $n$ ) varía en un rango entre cero y uno. Se considera que se está frente a una declinación hiperbólica cuando al graficar la tasa normalizada vs tiempo y vs petróleo acumulado se evidencia un comportamiento no lineal, es decir, se excluye la posibilidad de que se tenga un caso de declinación armónica o exponencial, lo cual se muestra en la Figura 5.

Para determinar el valor exacto del exponente de declinación ( $n$ ) existen varios métodos: las curvas tipo donde se encuentran las de Slider, (1968) y Fetkovich, (1980)., el método gráfico y por medio de iteración. El método grafico está basado en la ecuación (8)

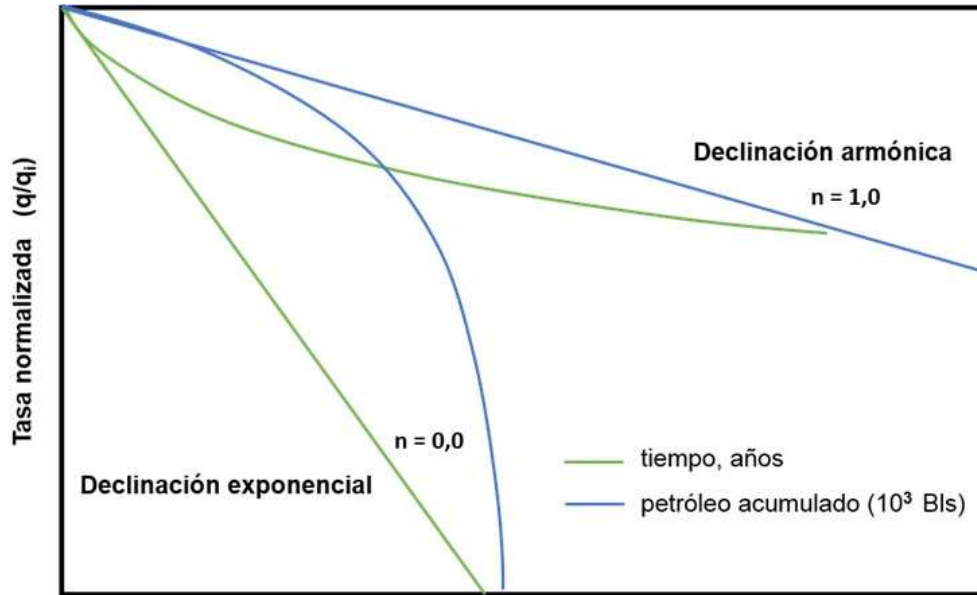


Figura 5. Tasa normalizada vs tiempo vs petróleo acumulado. Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands. Cap. 9. Modificada.

$$D = \frac{D_i}{1 + nD_i t} \rightarrow \frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + nt \tag{8}$$

El método gráfico y por medio de iteración consiste en tomar los valores de producción ( $q$ ) y tiempo ( $t$ ); a cada valor de producción se le halla su respectiva declinación ( $D$ ) usando la ecuación (9) y finalmente se representa gráficamente  $1/D$  vs  $t$ .

$$D = \frac{-\ln\left(\frac{q_j}{q_{j-1}}\right)}{t_j - t_{j-1}} \tag{9}$$

De dicha grafica se obtiene el exponente de declinación ( $n$ ) el cual corresponde a la pendiente de la línea recta, además, el valor inicial de la declinación  $D_i$  se define como el inverso del punto de corte con el eje  $y$ , como se muestra en la Figura 6.

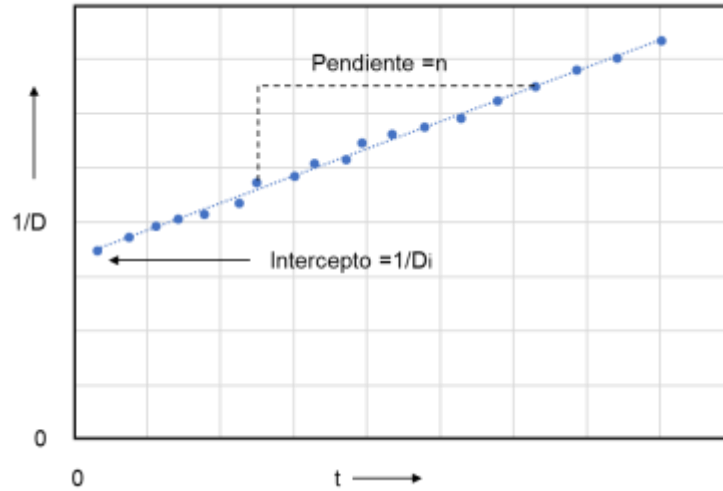


Figura 6. Obtención del exponente n para la declinación hiperbólica. PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Cap. 9. Modificada.

Al igual que los otros modelos de declinación, el modelo de declinación hiperbólica cuenta con ecuaciones para representar su comportamiento.

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

Donde

$$b = \frac{D_i}{q_i^n} \tag{11}$$

$$q = q_i(1 + nD_it)^{-(1/n)} \tag{12}$$

Otra manera de determinar el exponente de declinación (n), es el planteado por Aderemi, (2008) que propone suponer un valor del exponente (n) y construir una curva de la producción elevada a la potencia (-n) vs (t). Si el valor supuesto es demasiado alto, se obtendrá una curva cóncava hacia arriba, o si el exponente (n) es muy alto se obtendrá una curva cóncava hacia abajo como se muestra en la Figura 7.

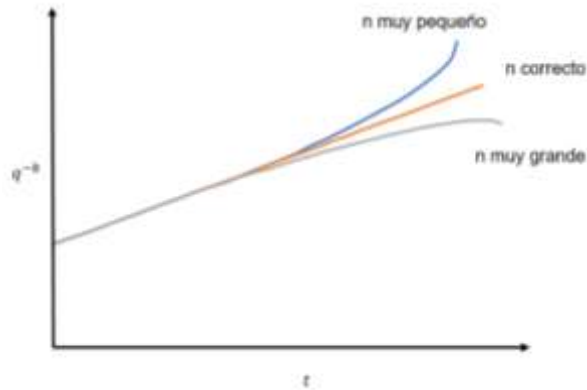


Figura 7. Método de Aderemi para la obtención del exponente n. ADEREMI, Samuel. Effective use of Production Surveillance Tool in Forecasting Future Production. SPE 119732. 2008. Modificado.

De acuerdo con Fetkovich, (1994) los campos de petróleo generalmente ofrecen una tasa de declinación hiperbólica, cuyos rangos se encuentran directamente relacionados al mecanismo de empuje de éstos, tal como se observa en la Tabla 1. También cabe resaltar que el modelo más usado en la generación de pronósticos es el exponencial, debido a que es el menos optimista en sus predicciones.

Tabla 1.

Valores aproximados del exponente para diferentes tipos de yacimientos

Casos	Exponente n
Yacimientos de crudo con bajos cortes de agua	Aproximadamente 0.0
Empuje por gas en solución	Cerca de 0.3
Pozos de gas	0.4 a 0.5
Yacimiento de crudo con acuífero activo	Aproximado a 0.5

Nota: FETKOVICH, M.]. y otros. Useful Concepts for Decline—Curve Forecasting, Reserve Estimation and Analysis. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 1994. Modificada.

Con respecto a los diferentes tipos de declinación, en la Tabla 2 se presentan las ecuaciones usadas para cada uno de los tipos de declinación para el cálculo de tasas futuras, producción acumulada y el tiempo que tardara en alcanzar un caudal determinado.

Tabla 2.

*Ecuaciones usadas en cada tipo de declinación*

Declinación	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
Exponente de declinación	$n = 0$	$0 < n < 1$	$n = 1$
Tasa de declinación	$D = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1 \Delta t}$	$D = \frac{D_i}{1 + nD_i t}$	$D = \frac{D_i q}{q_i}$
Tasa de producción	$q = q_i e^{-Dt}$	$q = q_i (1 + nD_i t)^{-1/n}$	$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$
Producción acumulada	$N_p = \frac{q_i - q}{D}$	$N_p = \frac{q_i^n (q_i^{1-n} - q^{1-n})}{D_i (1 - n)}$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \left( \frac{q_i}{q} \right)$
Tiempo de abandono	$t_a = \frac{-\ln(q_i/q_a)}{\ln(1 - D)}$	$t_a = \frac{1}{nD_i} \left[ \left( \frac{q_i}{q_a} \right)^n - 1 \right]$	$t_a = \frac{1}{D_i} \left( \frac{q_i}{q_a} - 1 \right)$

Nota: París De Ferrer, M. (2009) Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.. Cap. 9. Modificada.

Paris de Ferrer, (2009) describe que las curvas de declinación se pueden ver afectada por alguno de los siguientes factores:

- Periodos desiguales entre las pruebas de medición de los pozos, ya que esto dificulta la ponderación de un tiempo promedio. Lo ideal es efectuar las pruebas en periodos de tiempo iguales o similares.
- Reducción del índice de productividad o incremento del factor del daño debido a cambios físicos en el pozo.

- Cambios en: la presión de fondo (pwf), relación gas petróleo (Rs), porcentaje de agua (BSW) y algunas condiciones del yacimiento.
- Perforación de nuevos pozos.
- Cierres de producción.

## 1.2 Curvas tipo

Montes, (2016) con base en las limitaciones y factores que pueden afectar las curvas de declinación, menciona que varios autores han propuesto algunas metodologías con el fin de obtener pronósticos más acertados, en los cuales se destacan los aportes presentados por Fetkovich, Blasingame y Agarwal-Gardner, los cuales proponen utilizar unas curvas predeterminadas denominadas Curvas tipo, las cuales son comparadas con las tendencias de datos obtenidas en cada campo.

**1.2.1 Curvas tipo Slider.** En 1968 Slider intenta tipificar una metodología para el proceso de declinación mediante curvas características, para estimar la tasa de producción futura de un pozo cuyo exponente de declinación ( $n$ ) tenga un valor de 0.5.

Slider, (1968) describe que el método de coincidencia de curvas ofrece una solución eficiente al ajuste de curvas, se prepara un gráfico semilog de caudal vs tiempo, sobreponiéndolo sobre un conjunto de curvas de declinación propuestas por el autor, donde cada una representa una declinación de ( $n$ ) igual a 0.5 y una variedad de tasas de disminución inicial como se muestra en las Figuras 8 y 9, además este método puede realizar análisis en estado pseudoestable y en estado transitorio.

Una vez se ha identificado cuál de estas curvas se ajustan los datos, se puede continuar o extrapolar esta línea hasta estimar el valor de la producción que se podría obtener en el siguiente periodo de tiempo. Cabe resaltar que este método se encuentra limitado a comportamiento donde el exponente de declinación ( $n$ ) es igual a 0.5, lo que implica que para otros casos deberían generarse las curvas respectivas o utilizar otros modelos en el rango de su aplicación.

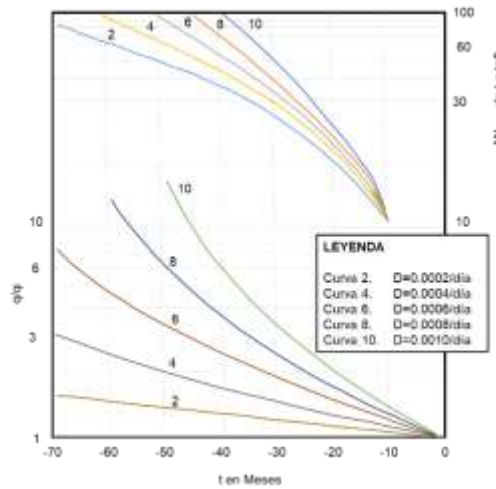


Figura 8. Curvas tipo para la determinación del exponente de declinación para tiempos negativos. SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. Society of PetroleumEngineers: 1968. Modificado.

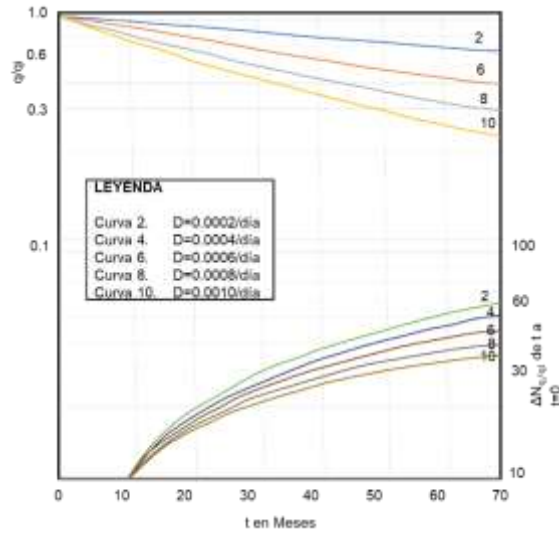


Figura 9. Curvas tipo para la determinación del exponente de declinación para tiempos positivos. SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. Society of PetroleumEngineers: 1968. Modificado.

**1.2.2 Curvas tipo de Gentry y Arps.** Con base en los estudios propuestos por Arps en 1945, donde la producción futura del pozo se determina extrapolando una línea recta en papel semilog debido a que presenta una disminución exponencial o en proporción constante, este tipo de declinación es fácil de manejar gráfica y matemáticamente. Pero cabe resaltar que este tipo de comportamiento no es usual y que la declinación generalmente presenta una disminución hiperbólica; este tipo de declinación hiperbólica no es fácil de manejar grafica o matemáticamente, por lo cual Gentry en 1972 introduce variables adimensionales como:

- $(q_{Dd})$  Caudal adimensional.
- $(t_{Dd})$  Tiempo adimensional.
- $(N_{pDd})$  Producción acumulada adimensional.

Con las cuales construyo curvas tipo en ejes semilogarítmicos como se puede ver en la Figura 10. Gentry, (1972) propone una solución para cada una de estas variables adimensionales con

respecto al tipo de declinación presente en el caso de estudio. A continuación, en la Tabla 3 se muestran las definiciones de estas variables para cada caso.

Tabla 3.

*Variables adimensionales usadas en cada tipo de declinación*

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

Nota: Montes, E.G. modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos; 2016

Para realizar una estimación de la tasa futura de producción con este método se deben seguir los siguientes pasos:

- a) A partir de los datos de campo (producción y tiempo) construir una tabla y llevarlos a los valores correspondientes adimensionales [ $(q_{Dd})$  y  $(t_{Dd})$ ].
- b) Se grafican los valores adimensionales en los ejes de la Figura 10, buscando la mejor coincidencia con las curvas tipo.
- c) Una vez encontrada la curva tipo que más se ajusta a los datos, se procede a leer el valor del exponente de declinación (b).
- d) Para realizar pronósticos, se debe seguir a través de la curva tipo seleccionada, obteniendo un valor de producción instantánea y acumulada para un instante de tiempo.

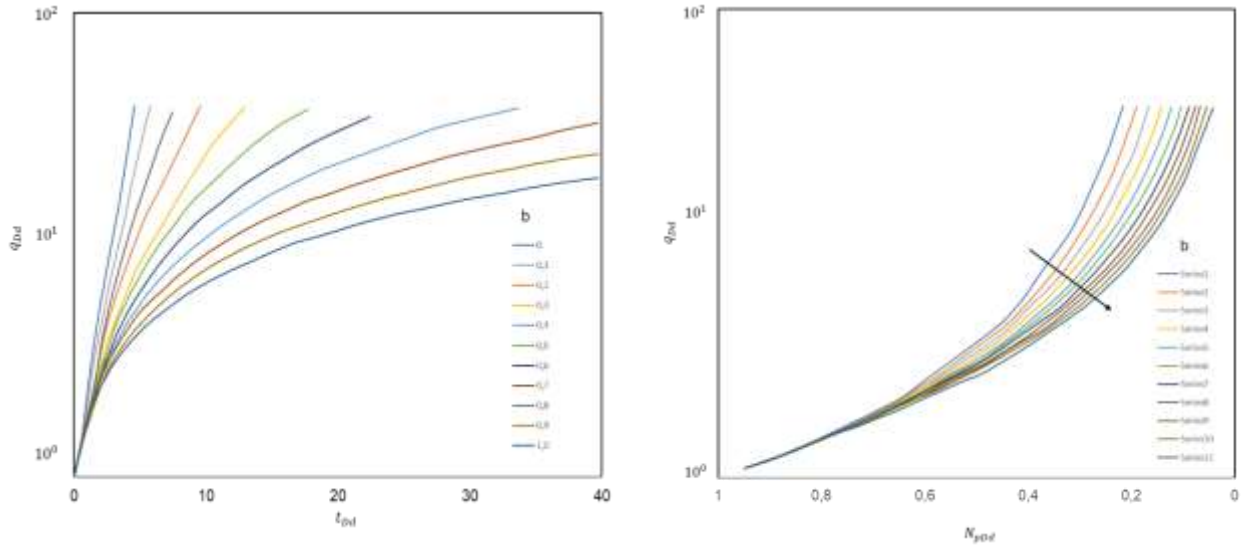


Figura 10. Curvas tipo de Gentry—Arps. (a) Tasa adimensional vs tiempo adimensional. (b. GENTRY, Robert. Decline Curve Analysis. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1972. Modificado.

**1.2.3 Curvas tipo de Fetkovich.** Como un avance a los modelos propuestos por Slider y Gentry, Fetkovich en el año 1980 propuso la generación de variables adimensionales, con el fin de reducir variables en las ecuaciones usadas para modelar el comportamiento de los yacimientos, reduciendo el número de incógnitas que surgen de estos modelos, pero que contienen implícitamente parámetros como la permeabilidad ( $k$ ), el factor volumétrico de formación ( $\beta_0$ ) o la viscosidad ( $\mu$ ). El modelo de Fetkovich se basa en cuatro variables adimensionales: caudal adimensional ( $q_D$ ) y tiempo adimensional ( $t_D$ ), tasa de declinación adimensional ( $q_{Dd}$ ), y tiempo de declinación adimensional ( $t_{Dd}$ ), como se muestra en las ecuaciones (13 a 16).

$$q_D = \frac{141,2\beta_0\mu_o}{kh(P_i - P_{wf})} q \tag{13}$$

$$t_D = \frac{0,006329k}{\phi\mu C_t r_w^2} t \tag{14}$$

$$q_{Dd} = q_D \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (15)$$

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (16)$$

Donde,

- $q_D$  es la tasa producción adimensional.
- $\beta_o$  es el factor volumétrico de formación del crudo [bbl/STB].
- $\mu_o$  es la viscosidad del crudo [cp].
- $q$  es la tasa de producción del pozo [bbl/día].
- $k$  es la permeabilidad [mD].
- $h$  es el espesor productor neto [ft].
- $P_i$  es la presión inicial del yacimiento [psi].
- $P_{wf}$  es la presión de fondo fluyente del pozo [psi].
- $\emptyset$  es la porosidad de la formación productora [fracción].
- $C_t$  es el factor de compresibilidad total de la formación [psi-1].
- $r_w$  es el radio del pozo [ft].

Como se observa, estas variables son función de sus respectivas variables dimensionales, por lo cual varios autores propusieron soluciones para dichas ecuaciones, en las que destaca la propuesta por Everdigen y Hurst, (1949).

Fetkovish propuso unas curvas tipo con tiempos negativos y positivos, diferentes radios de drenaje y diferentes exponentes de declinación ( $n$ ) como se muestra en la Figura 11. Para hacer uso de las curvas tipo de Fetkovish, se deben tabular los valores de producción vs tiempo y transformarlos en sus respectivas variables adimensionales. Posteriormente, se debe construir una gráfica cartesiana de ( $q_D$ ) vs ( $t_D$ ) con los datos de producción analizados. Esta gráfica debe

sobreponerse a una de las curvas tipo, hasta que la totalidad de los puntos o la mayoría de ellos coincidan con una de las curvas tipo de Fetkovich. En el estado transitorio esta gráfica cuenta con diferentes relaciones de radio de drenaje y radio del pozo  $\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$  con el fin de determinar el radio de drenaje actual del pozo y en el estado pseudoestable ( $t_{Dd} > 0.3$ ) las líneas corresponden a diferentes valores del exponente de declinación, además después de haber encontrado la curva tipo que se ajuste a los datos se puede continuar la tendencia y obtener pronósticos de producción.

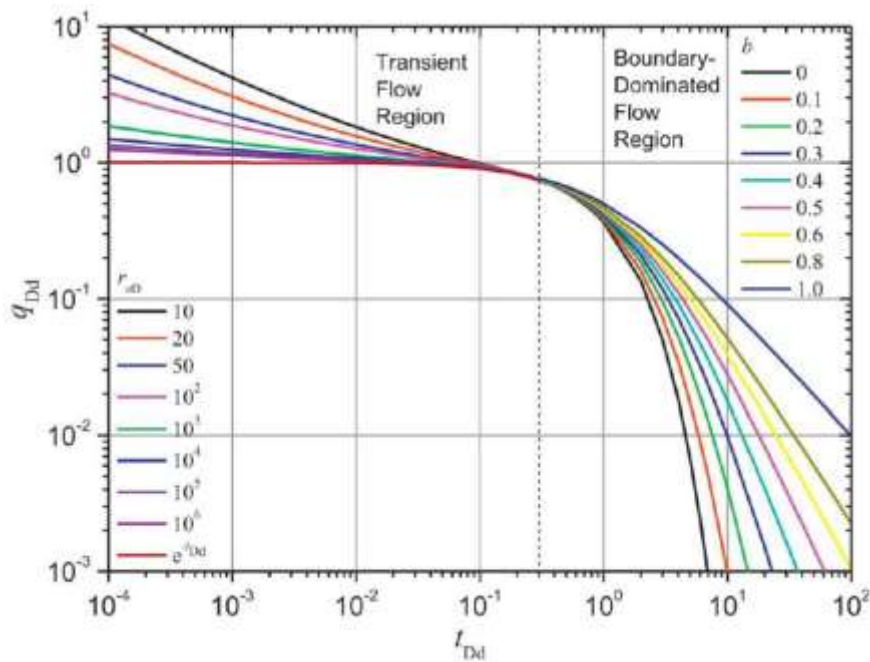


Figura 11. Curvas tipo de Fetkovich. Fuente: FETKOVICH, M. Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers: 1980. Modificado.

**1.2.4 Curvas de Palacio y Blasingame.** Palacio y Blasingame (1993) proponen un modelo que supone un avance a las curvas de Fetkovich, ya que esta toma en cuenta el balance de materiales en el yacimiento, permitiendo de esta manera predecir no solo la tasa futura de producción, sino también la determinación de otras variables como la permeabilidad, el radio de

drenaje del pozo y el daño que este pueda presentar, todo esto a partir del análisis del comportamiento de los datos de producción.

Cabe destacar que este método se basa en el cálculo de la tasa de flujo normalizada como se muestra en la ecuación (17), esta tasa puede entenderse como una similitud de la productividad de un pozo, el cual indica el caudal que se puede generar con respecto a un diferencial de presión.

$$\frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{P_i - P_{wf}} \quad (17)$$

Con base en este concepto, Palacio y Blasingame proponen dos ecuaciones las cuales denominan tasa normalizada integral y tasa normalizada derivativa.

La tasa normalizada integral se propone como una integración de la variable tasa normalizada en función de un tiempo denominado ( $\tau$ ), entre el intervalo de tiempo cero y el tiempo de balance de materiales ( $t_c$ ), siendo este último la relación entre la producción acumulada ( $N_p$ ) y la tasa de producción actual del pozo ( $q_0$ ) como se muestra en la ecuación (18), donde el valor de  $t_c$  se determina con la ecuación (19).

$$\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} \frac{q}{P_i - P_{wf}} d\tau \quad (18)$$

$$t_c = \frac{N_p}{q} \quad (19)$$

De manera similar representan la tasa normalizada integral derivativa como se muestra en la ecuación (20), después de tener calculadas las tres tasas, se calcula el tiempo adimensional de balance de materiales definido en la ecuación (21).

$$\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_{id} = \frac{d\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i}{d \ln t_c} = -t_c \frac{d\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i}{dt_c} \quad (20)$$

$$t_{cDd} = \frac{N_{pDd}}{q_{Dd}} = \frac{1}{q_{Dd}} \int_0^{t_{Da}} q_{Dd}(\tau) d\tau \quad (21)$$

Una vez se han determinado estos valores se elabora una gráfica en papel logarítmico de la tasa normalizada vs el tiempo adimensional de balance de materiales y se sobrepone a la gráfica de curvas tipo de Palacio y Blasingame, con el fin de determinar la que presente mayor ajuste en los datos y así determinar el valor del radio de drenaje equivalente ( $r_{eD}$ ), ya que este parámetro es necesario para reemplazar y determinar los demás parámetros en las siguientes ecuaciones.

$$K = \frac{(q/\Delta P)_M \mu_o \beta_o}{(q_{Dd})_M 2\pi h} \left[ \ln(r_{eD}) - \frac{1}{2} \right] \quad (22)$$

$$t_{cDd} = \frac{(2Kt_c/\phi C_t \mu)}{r_{wa}^2 (r_{eD}^2 - 1) \left[ \ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right]} \quad (23)$$

$$r_{wa} = \left[ \frac{2K/\phi C_t \mu}{(r_{eD}^2 - 1) \left[ \ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right]} \left( \frac{t_c}{t_{cDd}} \right)_M \right]^{1/2} \quad (24)$$

$$S = \ln \frac{r_w}{r_{wa}} \quad (25)$$

$$r_e = \sqrt{\frac{\frac{\beta}{C_t} \left( \frac{t_c}{t_{cDd}} \right)_M \left( \frac{q/\Delta P}{q_{Dd}} \right)_M}{\pi h \phi}} \quad (26)$$

$$N = \frac{1}{C_t} \left( \frac{t_c}{t_{cDd}} \right)_M \left( \frac{q/\Delta P}{q_{Dd}} \right)_M (1 - S_w) \quad (27)$$

Donde,

- K es la permeabilidad de la formación productora [mD].
- $\mu_o$  es la viscosidad del crudo [cp].

- $\beta_o$  es el factor volumétrico de formación del crudo [bbl/STB].
- $h$  es el espesor productor neto [ft].
- $\phi$  es la porosidad de la formación productora [fracción].
- $C_t$  es el factor de compresibilidad total de la formación [psi]
- $r_{wa}$  es el radio aparente del pozo [ft].
- $S_w$  es la saturación de agua en el yacimiento [fracción].

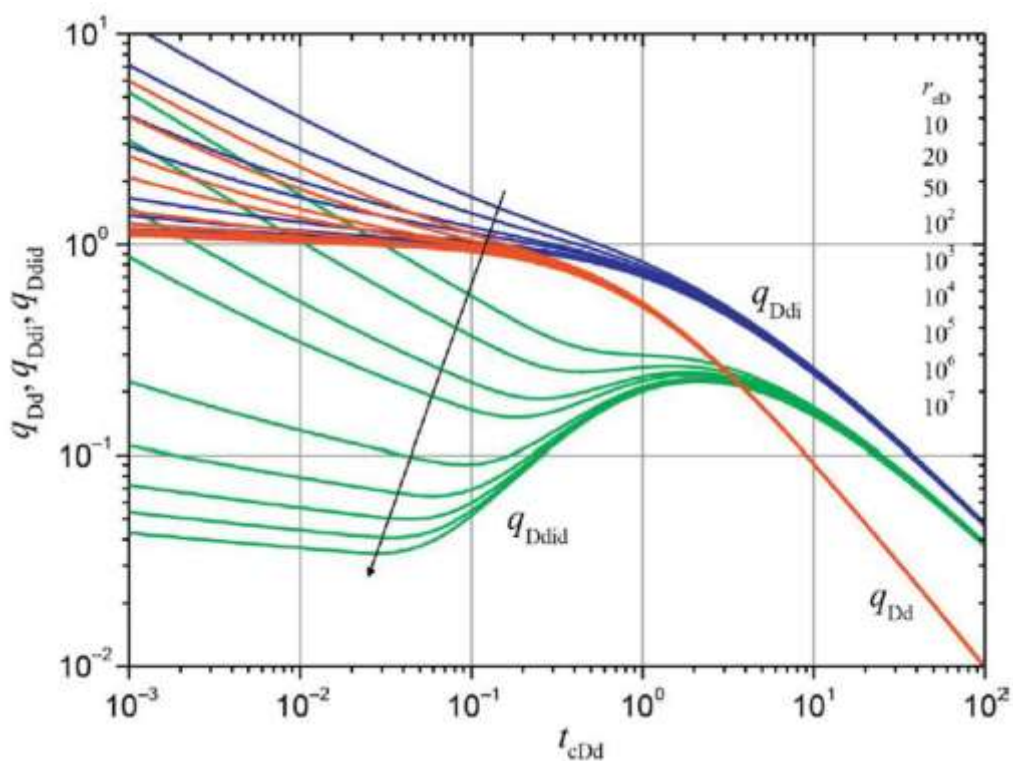


Figura 12. Curvas tipo de Palacio y Blasingame. PALACIO, Juan Carlos. BLASINGAME, Thomas. Decline curve analysis using type curves. Society of Petroleum Engineers: 1993. Modificado.

Montes, (2016) menciona el concepto de "radio aparente" el cual explica que, al generarse un daño en la cara de la formación de un pozo, este daño puede representarse matemáticamente

como una reducción "aparente" en el tamaño de dicho pozo, que llevaría a una menor capacidad de producción. De igual manera, una estimulación al pozo puede representarse numéricamente como un "aparente" aumento del tamaño del pozo, con una consecuente mayor capacidad de producción.

Morales Enríquez, (2001) propone una alternativa estadística definida como series de tiempo, esta propuesta estadística no se limita a explicar el fenómeno físico estudiado, sino que predice el comportamiento futuro a partir de la conducta histórica de la variable sin considerar la importancia o influencia de cualquier otra variable.

Pratikno, Rushing, & Blasingame, (2003) proponen unas nuevas relaciones y curvas tipo, estas curvas suponen un avance respecto a las curvas de Fetkovich, por el hecho de que toman en cuenta el balance de materiales para permitirle al ingeniero no solamente la predicción de una tasa de producción, sino también la determinación de otras variables como la permeabilidad, el radio de drenaje y el daño de un pozo, a partir del análisis de datos de producción.

En búsqueda de dar solución a la incertidumbre de los pronósticos, se empiezan a proponer modelos basados en procesos estadísticos buscando establecer la relación existente entre variables. Spiegel & Stephens, (2009), proponen que si se tienen mediciones de cierta variable (por ejemplo, la producción de un pozo) a lo largo del tiempo, se trataría de establecer, mediante una ecuación, el comportamiento de dicha variable con respecto al tiempo. Como se ha visto en secciones anteriores, en ese estilo se encuentran las metodologías propuestas para las "Curvas de declinación", pues en ellas se planteó una ecuación general y, a partir del análisis de los datos de producción, se establecen parámetros (como el exponente de declinación  $n$ , o la tasa de declinación  $D$ ) que se usan para proyectar en el tiempo dicho comportamiento tendencial. Posteriormente a esta propuesta estadística (Hernández, Fernández, & Baptista, 2014) plantean implementar la

estadística inferencial a los pronósticos de producción, utilizando pruebas de hipótesis con variables paramétricas y no paramétricas.

**1.2.5 Series de tiempo.** Se le conoce como series de tiempo al conjunto de datos medidos con periodicidad constante (diario, semanal, mensual, anual), el caso de la producción de un pozo es un dato que cabe dentro de esta característica.

Montes, (2016) define el procedimiento para llevar a cabo el pronóstico de producción de un pozo, que consiste en identificar los datos anormales de producción, es decir que, si en la data se encuentra un valor de producción igual a cero, este se debe omitir y calcularse teniendo en cuenta la media móvil, ya que este evento de no producción no es un comportamiento natural en el pozo, es una consecuencia de alguna falla o suceso extraño en el mismo.

A continuación, se debe hallar la componente tendencial; hay diferentes opciones para simular la tendencia de los datos, dentro de los que se encuentran: la tendencia lineal, cuadrática, cubica y exponencial. Este procedimiento se puede hacer con la ayuda del software R, el cual en sus resultados permite decidir cuál de las tendencias representa de mejor manera los datos teniendo en cuenta parámetros como:

- El coeficiente de determinación ( $R^2$ ) es el porcentaje de variación en la variable de respuesta que es explicado por su relación con una o más variables predictivas, ajustado para el número de predictores en el modelo, se considera un criterio de decisión cuando  $R^2$  es más cercano a uno.
- El error cuadrático medio (MSE) en este caso entre más pequeño sea este valor, será mejor el modelo.

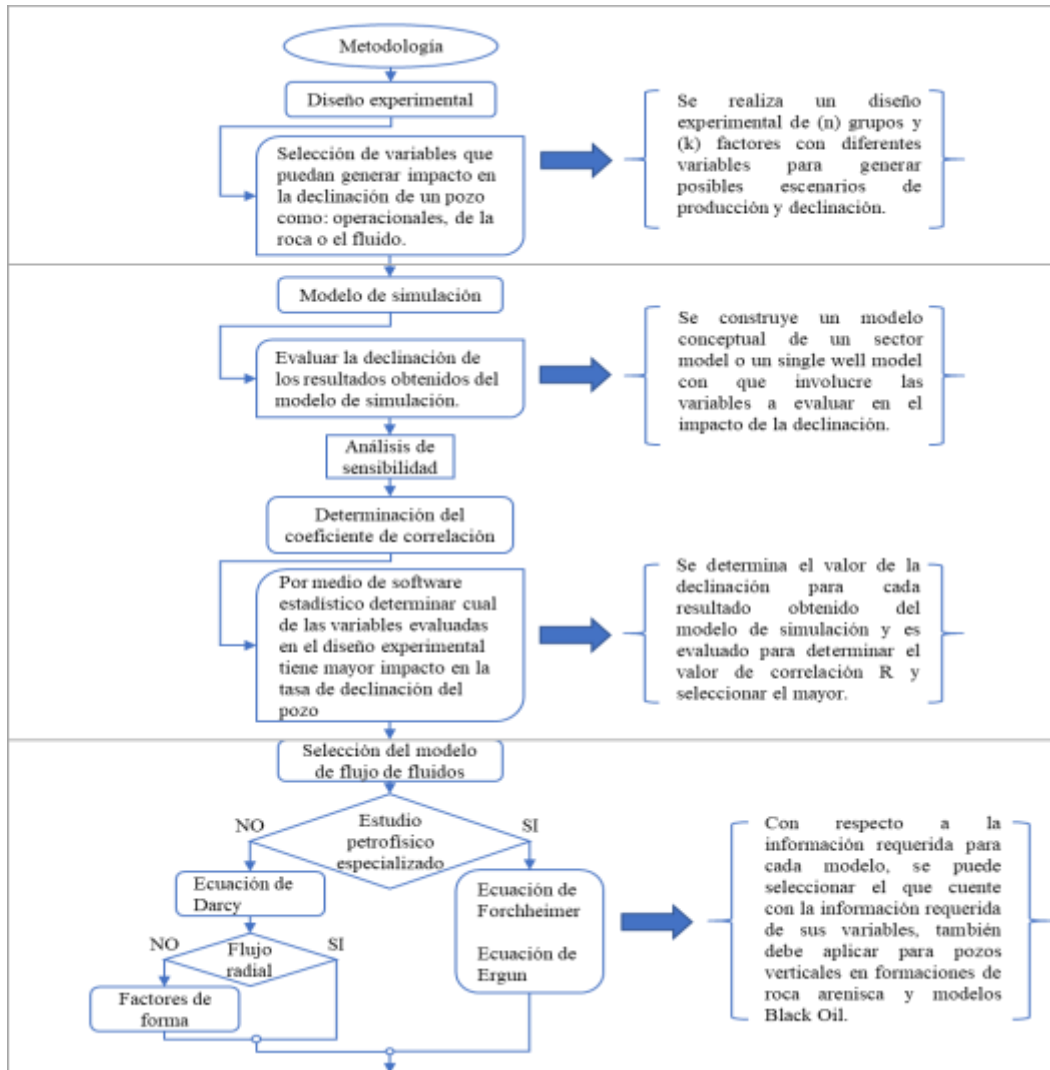
- El criterio de información de Akaike (ACI) es una medida de la calidad relativa de un modelo estadístico para un conjunto dado de datos. ACI funciona igual que MSE.

Finalmente, se genera el pronóstico de la producción el cual se hace usando la tendencia y extrapolándola.

Evidenciando los anteriores estudios, se determina que los modelos predictivos desarrollados no han profundizado en la relación directa que puedan tener las características y propiedades tanto de la roca como el fluido con la tasa de producción de un pozo, siendo así el principal problema por abordar con este trabajo de investigación, ya que cada pozo tiene propiedades y características específicas.

## 2. Metodología

Con el fin de desarrollar el modelo predictivo se plantea una metodología para la implementación de este, teniendo en cuenta características de las propiedades de la roca y el fluido, partiendo de un modelo que describe el flujo de los fluidos en el yacimiento. La metodología utilizada se presenta en la tabla 4.



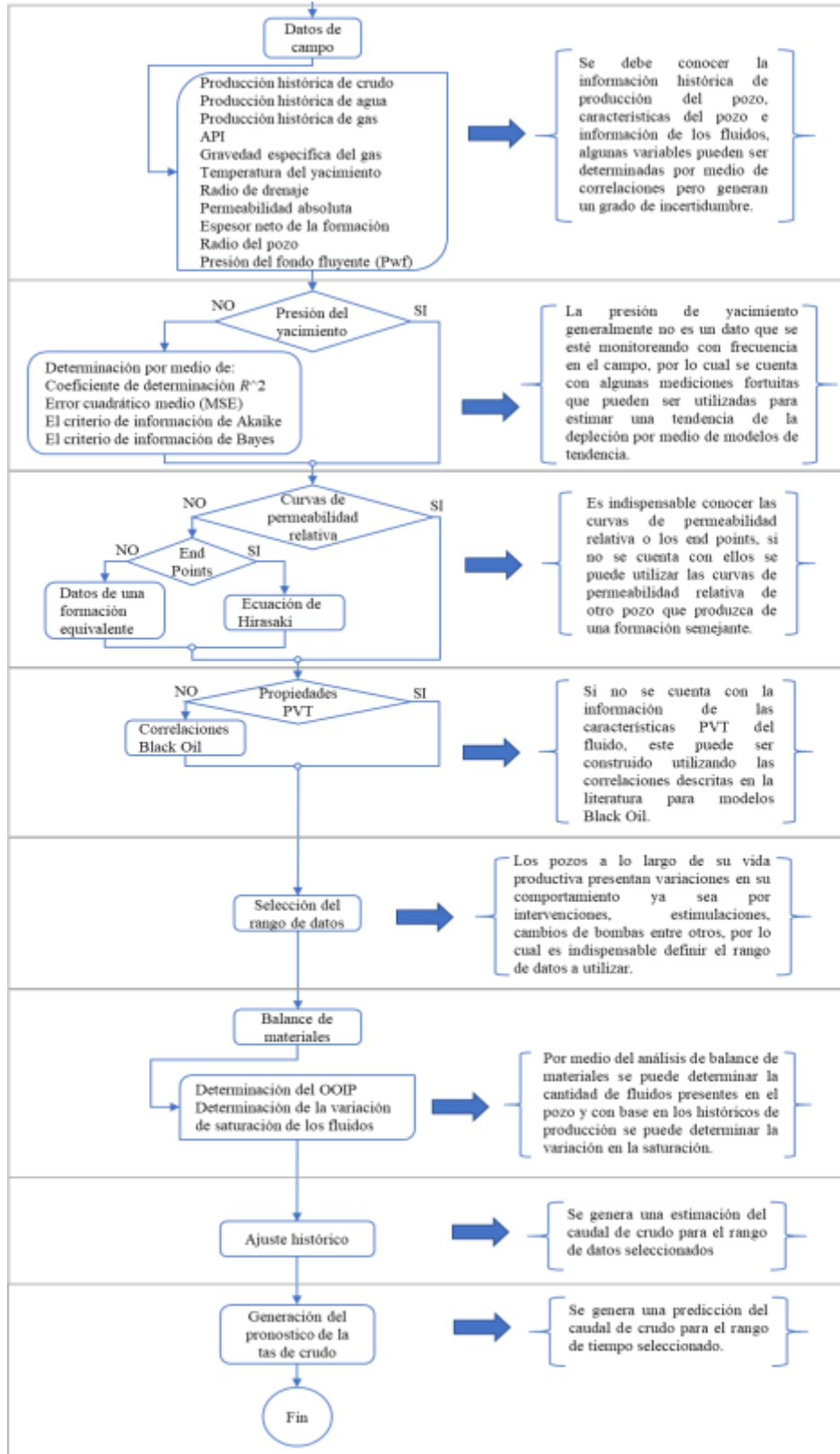


Figura 13. Metodología para el desarrollo del modelo predictivo

### 3. Ecuaciones que describen el comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso

La caracterización del flujo de fluidos a través de un medio poroso es un campo ampliamente estudiado y un poco complejo, siendo esta la base de la ingeniería de yacimientos y de producción. Dependerá de diferentes variables geológicas y petrofísicas, como también de diferentes fenómenos físicos presentes en el yacimiento al momento del flujo. Como explica Paris De Ferrer (2009) “*el estudio del flujo de fluidos del yacimiento es una de las áreas de la ingeniería de yacimientos que más requiere del conocimiento de las matemáticas*” (p. 343). Diferentes autores han estudiado el efecto del tiempo, caudal, presión entre otras variables, sobre la dinámica del flujo de los fluidos en el pozo, desarrollando modelos numéricos y analíticos que han permitido un acercamiento a la predicción del comportamiento de los fluidos en sistemas similares a los descritos por cada autor. Algunos mecanismos de flujo de fluidos en medios porosos son:

- Flujo de tipo Darcy o linear- laminar.
- Flujo no Darcy o turbulento.
- Adsorción y desorción.
- Difusión.

En este trabajo, no nos vamos a centrar en el fundamento analítico de dichas ecuaciones, sino en el uso de estas, para casos particulares de producción en un pozo.

### 3.1 Ley de Darcy

Esta ley fue desarrollada en 1854 por el francés Henry Darcy en un experimento empírico que buscaba determinar la velocidad a la que un caudal de agua iba a fluir a través de un lecho de arena, a una cabeza hidráulica conocida. Este experimento concluyó que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (Darcy, 1854).

De acuerdo con Soto et al. (2002), se puede realizar la distribución de producción por intervalos a través de aproximaciones sencillas como: capacidad de flujo (permeabilidad absoluta y espesor neto de arena) o utilizando la ecuación de Darcy.

$$q = \frac{k A \Delta h}{L} \quad (28)$$

Donde,

- $q$ = caudal [ $\text{m}^3/\text{s}$ ].
- $k$ = conductividad hidráulica del medio poroso (lecho de arena) [ $\text{m/s}$ ].
- $A$ = área transversal al flujo [ $\text{m}^2$ ].
- $\Delta h$ = cabeza hidráulica entre el punto 1 y 2 [ $\text{m}$ ].
- $L$ = longitud del medio poroso entre el punto 1 y 2 [ $\text{m}$ ].

Es preciso aclarar que el uso de la Ley de Darcy está condicionado a la presencia de:

- Flujo laminar.
- Flujo pseudo-estable.
- Fluidos no compresibles.
- Formación homogénea.

La Ley de Darcy puede ser aplicada a otros fluidos como yacimientos de petróleo, gas y agua cuando a la ecuación (29) se le agrega el término de viscosidad. En unidades de campo, la ecuación sería:

$$q = 1.127 \times 10^{-3} \frac{kA}{\mu L} \Delta P \quad (29)$$

Donde

- q= bbpd.
- k= mD.
- A= ft<sup>2</sup>.
- ΔP=psi.
- L= ft.
- μ= cp.

- Ley de Darcy para flujo de tipo radial

El patrón del flujo alrededor de la cara de un pozo vertical tiende a ser de tipo radial, lo que implica un flujo de fluidos a través de la formación hacia el pozo. Para que esto suceda, la presión en la cara del pozo debe ser menor que la presión en la formación a cierta distancia de esta. La ecuación que describe el flujo de tipo radial para un yacimiento de petróleo negro es:

$$Q_o = \frac{0,00708kh(p_e - p_{wf})}{U_o\beta_oLn\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (30)$$

De acuerdo con la Figura 13, teniendo un pozo de tipo cilíndrico con un espesor (h), de radio exterior (r<sub>e</sub>) y radio de la cara del pozo (r<sub>w</sub>), se tiene que (p<sub>e</sub>) es la presión en el radio exterior, y (p<sub>wf</sub>) es la presión en la cara del pozo, la cual es conocida como presión de pozo fluyente.

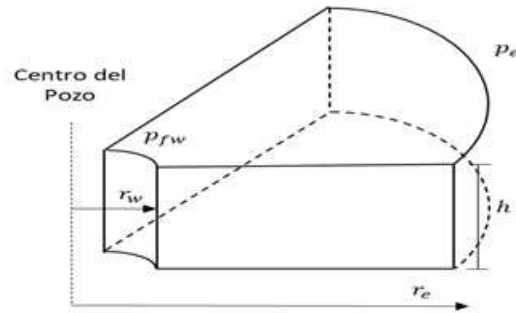


Figura 14. Modelo de flujo radial, Ahmed, T., & Meehan, D. N. Performance of Oil Reservoirs. En Advanced Reservoir Management and Engineering (pp. 433). (2012).

### 3.2 Ecuación de Forchheimer

La ecuación de Darcy representa el flujo de fluidos a través de un medio poroso a bajas o moderadas tasas, pero a tasas de flujo más altas la ecuación de flujo apropiada es la de Forchheimer, ya que esta describe el flujo de los fluidos en régimen turbulento ocasionado por las diferentes velocidades a las que las partículas del fluido se mueven en su trayectoria a través del medio poroso, causando una fuerza inercial adicional que no tiene en cuenta la ecuación de Darcy. El flujo de tipo No Darcy puede definirse teóricamente, como cualquier desviación de una relación lineal entre la tasa de flujo y la presión o el gradiente de potencia, lo cual es evidente en muchos yacimientos de petróleo y gas y sistemas poco profundos, en los que la producción de los fluidos se da a muy alta velocidad, por lo cual Forchheimer (1901) tuvo que modificar la ecuación de Darcy, agregando un factor cuadrático adicional que representara el efecto inercial microscópico, dando como resultado la ecuación conocida como Ecuación de Forchheimer:

$$-\frac{\partial P}{\partial L} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (31)$$

En donde  $\beta [ft^{-1}]$  es un coeficiente de flujo No Darcy, siendo una propiedad intrínseca del medio poroso y la más importante a la hora de hacer uso de la ecuación de Forchheimer. El factor

de resistencia a la inercia, o el llamado factor beta, cuantifica el efecto de flujo no Darcy y se deduce experimentalmente de la pendiente de la gráfica de la inversa de la permeabilidad aparente frente a un número pseudo- reynolds dimensional  $\rho V/\mu$  (también llamado gráfico de Forchheimer), donde la permeabilidad aparente es definida como:

$$\frac{1}{k_{app}} = - \frac{dp}{dx} \frac{1}{\mu V} = \frac{1}{k} + \beta \frac{\rho V}{\mu} \quad (32)$$

Diferentes correlaciones permiten encontrar un valor aproximado de este coeficiente y aunque sigue siendo un poco controversial la estimación de este factor, diversos estudios han demostrado que los resultados obtenidos de estas correlaciones son bastante precisos. Para el desarrollo de este trabajo se decidió utilizar la ecuación de Geerstma (1974), que relaciona la permeabilidad y porosidad de yacimientos de carbonatos y arenisca con el factor beta, siendo:

$$\beta = \frac{4.85 \times 10^4}{\Phi^{5.5} \sqrt{k}} \quad (33)$$

Donde

- $\Phi$  es la porosidad del yacimiento.
- $k$  la permeabilidad promedio del yacimiento.

### 3.3 Ecuación de Ergun

En el área de ingeniería química a la hora de realizar procesos como la fluidización de lechos, se tienen en cuenta caídas de presión a través del medio poroso por medio de la ecuación de Ergun (1952), siendo esta análoga a la ecuación de Forcheimer para el flujo de fluidos a través de un medio poroso en un yacimiento de petróleo y gas (Mao et al, 2016).

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \mu V \frac{150(1 - \Phi)^2}{d_p^2 \Phi^3} + 1.75 \frac{\rho V^2(1 - \Phi)}{d_p \Phi^3} \quad (34)$$

Podemos ver que en la ecuación de Ergun se introduce un término llamado tamaño de partícula ( $d_p$ ) que caracteriza el medio a través del término porosidad (McDonald, 1979), aunque la ecuación también considera los factores de viscosidad y fricción como parte de la caída de presión a lo largo del lecho, como lo hace la ecuación Forcheimer para un yacimiento. Se debe aclarar que otra diferencia entre estas dos ecuaciones es que Ergun puede ser usada para flujo a través de medios no porosos. Si bien el régimen de flujo se espera que sea similar para ambas correlaciones, la diferencia primordial está en los valores dados para parámetros como la porosidad, permeabilidad, velocidad y presión, como se muestra en la Tabla 5:

Tabla 4.

*Rangos de parámetros para ecuaciones de Ergun y Forcheimer*

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

**Nota:** Forcheimer, P. Wasserbewegung durch bode. Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure, 45, 1782 – 1788. (1901)

### 3.4 Ecuación de Balance de Masa

La ecuación de balance de masa consiste en básicamente hacer una descripción de lo que entra al yacimiento, lo que sale de él, y lo que se acumula por medio de un balance volumétrico (Ahmed

et al, 2012). Ha sido la herramienta básica para la predicción e interpretación del comportamiento de un yacimiento.

$$\mathbf{Volumen\ inicial = Volumen\ remanente - Volumen\ removido} \quad (35)$$

Para este trabajo se va a utilizar la ecuación de balance de masa para un yacimiento volumétrico subsaturado, es decir, con la presión por encima de la presión del punto de burbuja y contando con solo dos fluidos, agua y petróleo, siendo:

$$\mathbf{p = p_i - \left[ \frac{1}{N\beta_{oi}c_e} \right] N_p B_o} \quad (36)$$

Donde

- p= presión actual de yacimiento [psia].
- pi= presión inicial del yacimiento [psia].
- N= volumen original de petróleo en sitio [bbl].
- $\beta_{oi}$ = factor volumétrico de formación inicial del petróleo [bbl/STB].
- Np= petróleo producido [STB].
- $\beta_o$ = factor volumétrico de formación actual del yacimiento [bbl/STB].
- ce= compresibilidad efectiva [psi -1] definida como:

$$\mathbf{c_e = \frac{s_{oi}c_o + s_{wi}c_w + c_f}{1 - s_{wi}}} \quad (37)$$

Donde

- $s_{oi}$ = saturación inicial del petróleo.
- $c_o$ = compresibilidad del petróleo [psia-1].
- $s_{wi}$ = saturación inicial del agua.
- $c_w$ = compresibilidad del agua [psia -1].
- $c_f$ = compresibilidad de la roca del yacimiento [psia -1].

La ecuación (36) indica que la presión del yacimiento va a decrecer linealmente, y no tiene en cuenta factores viscosos ni inerciales, como indica la Figura 14:

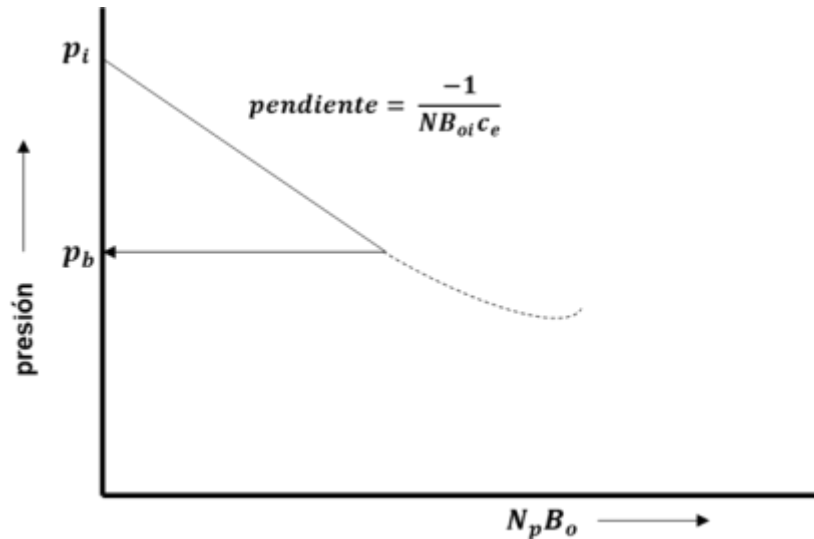


Figura 15. Decrecimiento de la presión vs producción. Ahmed, T., & Meehan, D. N. Performance of Oil Reservoirs. En Advanced Reservoir Management and Engineering. (2012)

Las ecuaciones de los modelos que describen el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento son función de las propiedades de la roca y el fluido, las propiedades del fluido que se mencionan y describen en el siguiente capítulo.

#### 4. Propiedades PVT del petróleo negro

Ahmed, (2016) Describe que las propiedades químicas y físicas de los hidrocarburos varían considerablemente y dependen de la concentración de los diversos tipos de componentes que este

presenta. Una estimación precisa de las propiedades físicas de los hidrocarburos es de gran importancia en la solución de problemas de ingeniería de yacimientos. Las propiedades físicas de interés principal en los estudios de ingeniería petrolera incluyen:

- Gravedad específica del fluido.
- Gravedad específica del gas.
- Densidad del crudo.
- Solubilidad del gas.
- Presión del punto de burbuja del crudo.
- Factor volumétrico de formación.
- Viscosidad del crudo.

Los datos sobre estas propiedades de fluidos son generalmente determinados con pruebas experimentales en muestras de fluidos de crudos vivos, pero en ausencia de propiedades de petróleo crudo medidas experimentalmente, es necesario que sean determinadas por medio de correlaciones desarrolladas empíricamente.

#### **4.1 Solubilidad del gas $R_s$**

Se denomina solubilidad del gas ( $R_s$ ), al número de pies cúbicos estándar de gas contenidos en un barril estándar de crudo a un determinado valor de presión y temperatura. La solubilidad del gas es función de la presión, la temperatura, la gravedad API del fluido y la gravedad específica del gas.

La curva típica del comportamiento de la solubilidad del gas ( $R_s$ ) se muestra en la Figura 15.

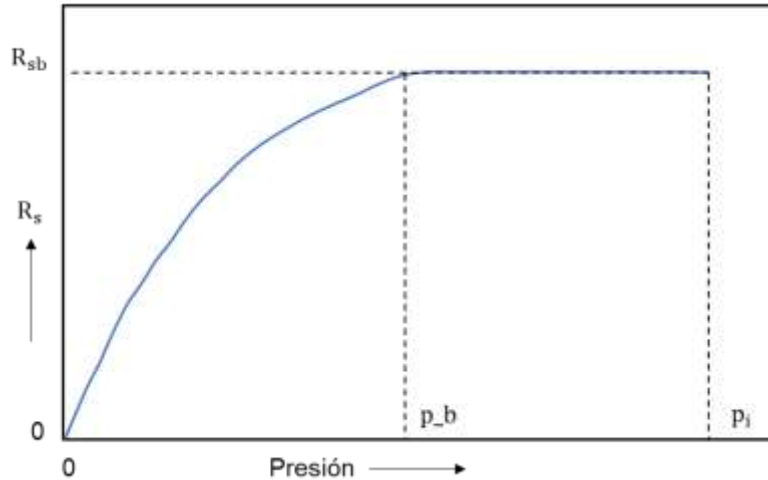


Figura 16. Curva del comportamiento típico de la solubilidad del gas ( $R_s$ ) vs presión.

Con el fin de conocer el comportamiento de la solubilidad del gas en el aceite ( $R_s$ ) se desarrollaron algunos métodos empíricos.

#### 4.2 Método de Standing

Standing, (1947) propuso una correlación gráfica para determinar la solubilidad del gas en función de la presión. Standing (1981) expresó su correlación gráfica en forma matemática en función de la presión, gravedad API y la gravedad específica del gas como se muestra en la ecuación (38).

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048} \quad (38)$$

Con

$$x = 0.0125API - 0.00091(T - 460) \quad (39)$$

Donde

- $R_s$  = Solubilidad del gas [scf/STB].
- $T$  = Temperatura [°R].

- P = Presión [psi].
- $\gamma_g$  = Gravedad específica del gas.
- API = gravedad del crudo [API].

### 4.3 Gravedad específica del gas

Ostermann et al, (1987) propuso una correlación que describe el incremento de la gravedad específica del gas cuando la presión del yacimiento disminuye, esta ecuación es dependiente de la  $P_b$  del fluido como se muestra en la ecuación 40.

$$\gamma_g = \gamma_{gi} \left[ 1 + \frac{a \left( 1 - \left[ \frac{p}{p_b} \right] \right)^b}{\left( \frac{p}{p_b} \right)} \right] \quad (40)$$

Los parámetros a y b se describen a continuación:

$$a = 0.12087 - 0.06897 * P_b + 0.01461 * (P_b)^2 \quad (41)$$

$$b = -1.04223 + 2.17073 * P_b - 0.68851 * (P_b)^2 \quad (42)$$

### 4.4 Densidad del petróleo negro

La densidad se define como la masa de una unidad de volumen de aceite a determinada presión y temperatura, generalmente se da en [lb/ft<sup>3</sup>].

#### 4.5 Método de Standing

Standing (1981) propuso una correlación empírica para estimar la densidad de un petróleo crudo a una presión y temperatura específicas. Se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.175}} \quad (43)$$

Donde

- T es la temperatura del sistema [°R].
- $\gamma_o$  es la gravedad específica del petróleo a condiciones del tanque [60°/60°]
- $\gamma_g$  es la gravedad específica del gas.
- $R_s$  es la solubilidad del gas [scf/STB].

#### 4.6 Gravedad específica del petróleo negro

Se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60°F y presión atmosférica.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\rho_o}{62.4} \quad (44)$$

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (45)$$

La gravedad API es otro parámetro muy usado en campo, oscila entre los 47° API para los crudos livianos y hasta los 10° para los pesados.

#### 4.7 Coeficiente isotérmico de compresibilidad

La compresibilidad del aceite juega el papel más importante en la producción de petróleo como el principal mecanismo de recuperación de petróleo en los reservorios de petróleo no saturados. La compresibilidad del aceite se define como la relación del cambio en el volumen relativo de aceite por unidad de caída de presión y se expresa de la siguiente manera:

$$C_o = -\frac{1}{\beta_o} \left( \frac{d\beta_o}{dP} \right)_T \quad (46)$$

#### 4.8 Correlación de Petrosky

Petrosky (Petrosky y Farshad, 1993) correlacionó la compresibilidad del aceite de las muestras de aceite por encima de la presión del punto de burbuja mediante la siguiente expresión:

$$C_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} T^{0.6729} P^{-0.5906} \quad (47)$$

Donde T es temperatura [°R].

$$C_o = -\frac{1}{\beta_o} \frac{d\beta_o}{dP} + \frac{\beta_g}{\beta_o} \frac{dR_s}{dP} \quad (48)$$

#### 4.9 Presión del punto de burbuja

Ahmed (2016), define como la presión más alta a la que las burbujas de gas coexisten con el aceite. Esta importante propiedad puede determinarse experimentalmente para sistemas de aceite en condiciones de expansión y composición constante, por ejemplo, en las pruebas de liberación

diferencial. Matemáticamente la presión del punto de burbuja es función de las propiedades del crudo, el gas y la temperatura.

#### 4.10 Correlación de Standing

Standing (1947) propuso una correlación empírica para la presión del punto de burbuja con 105 puntos de datos experimentales de los campos petroleros de California. Diseñó una prueba de liberación instantánea de dos pasos para recopilar datos experimentales. El error promedio reportado en este método es de aproximadamente 4.8%. La correlación permanente se presentó primero en forma gráfica, y luego se introdujo una ecuación matemática de la siguiente manera:

$$P_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^a - 1.4 \right] \quad (49)$$

$$a = 0.00091(T - 460) - 0.0125API \quad (50)$$

La temperatura está dada en [°R].

#### 4.11 Factor volumétrico de formación

Durante la producción de petróleo, a medida que la presión del aceite se reduce a condiciones de superficie, el gas disuelto se desprende del petróleo; por lo tanto, se produce la reducción del aceite. La relación entre el volumen de aceite a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie se define como el factor de volumen de la formación de aceite  $\beta_o$ . Petrosky y Farshad (1993) desarrollaron una correlación después de analizar 128 resultados de laboratorio, obteniendo un error relativo de -0.01%, teniendo:

$$\beta_o = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[ R_s^{0.3738} \left( \frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T^{0.5371} \right]^{3.0936} \quad (51)$$

Donde,

- $R_s$ =solubilidad del gas [scf/STB].
- $\gamma_g$ = gravedad específica del gas.
- $\gamma_o$ = gravedad específica del aceite.
- $T$ =temperatura [°F].

#### 4.12 Viscosidad

La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna del fluido a fluir. La viscosidad del aceite está en función principalmente la temperatura, la presión, la gravedad del petróleo, la gravedad del gas, la solubilidad del gas y la composición del petróleo crudo. Siempre que sea posible, la viscosidad del aceite se debe determinar mediante mediciones de laboratorio a la temperatura y presión de yacimiento, para determinar la viscosidad del crudo por medio de correlaciones, se tienen dos categorías dependiendo de la presión, necesarias a la hora de hacer uso de las mismas.

Cuando se tiene la viscosidad del fluido a presión atmosférica y a la temperatura del sistema sin contenido de gas en solución ( $R_s=0$ ), se le llama viscosidad del aceite muerto y cuando se tiene la viscosidad a una presión por debajo de la presión del punto burbuja se le llama viscosidad de petróleo saturado. Se tiene un procedimiento estándar a la hora de determinar la viscosidad del aceite negro teniendo en cuenta las dos definiciones anteriores, donde primero se halla la

viscosidad del aceite crudo y después se corrige teniendo en cuenta la solubilidad del gas  $R_s$  a una presión por debajo de la presión del punto de burbuja.

Para la determinación de la viscosidad del aceite crudo la correlación de Begg- Robinson (1965) es bastante precisa. Se originó al analizar 460 mediciones de viscosidad de aceite muerto. El conjunto de datos a partir del cual se obtuvieron los resultados varió de 16-58° API y de 70-295°F, obteniéndose:

$$\mu_{od} = 10^{A(T-460)^{-1.163}} - 1.0 \quad (52)$$

Donde,

➤  $A = 10^{3.0324-0.02023[\text{API}]}$ .

➤  $T = \text{temperatura } [^{\circ}\text{R}]$ .

Una vez calculada la viscosidad del petróleo crudo muerto a la temperatura del yacimiento, se propone la correlación de Chew y Connally (1959) que presentaron una correlación gráfica para explicar la reducción de la viscosidad del aceite muerto debido a la solubilidad del gas. La correlación propuesta se desarrolló a partir de 457 muestras de petróleo crudo, siendo:

$$\mu_{ob} = (10^a)(\mu_{od})^b \quad (53)$$

Donde

$$a = R_s [2.2 (10^{-7}) R_s - 7.4 (10^{-4})] \quad (54)$$

$$b = 0.68 (10)^c + 0.25 (10)^d + 0.062 (10)^e \quad (55)$$

$$c = -0.0000862 R_s \quad (56)$$

$$d = 0.0011 R_s \quad (57)$$

$$e = -0.00374 R_s \quad (58)$$

Con rangos de valores para presión de 132–5645 [psia], temperatura de 72–292[°F], solubilidad del gas 51–3544 [scf/STB], viscosidad de aceite muerto de 0.377–50 [cp].

Las variables de fluido mencionadas anteriormente funcionan como un conjunto de propiedades que describen el comportamiento del yacimiento con respecto a su depleción, este análisis se puede realizar por medio de la implementación del análisis de balance de materiales.

### 5. Balance de materia

Paris de Ferrer, (2009) define que la ingeniería de yacimientos asocia el concepto de balance de materiales como el equilibrio volumétrico que existe en el yacimiento, entre los fluidos que originalmente contiene y los que quedan en él, después de haber producido una determinada cantidad de petróleo debido a una declinación. Generalmente la producción de hidrocarburo origina la entrada de fluidos provenientes de una capa de gas o de un acuífero, de la expansión de los fluidos inicialmente presentes en el yacimiento o de la expansión de la roca, los cuales ocupan el volumen poroso dejado por el petróleo.

La ecuación 59 se conoce como la ecuación general de balance de materiales (EBM).

$$N = \frac{N_p(B_t + (R_p - R_s) - (W_e - W_p B_w))}{(B_t - B_{ti}) + mB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) + B_{ti}(1 + m) \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p} \quad (59)$$

$$B_t = \beta_o + (R_{si} - R_s)B_g \quad (60)$$

Donde,

➤ N = Petróleo original en el yacimiento.

- $N_p$  = Petróleo producido.
- $\beta_o$  = Factor volumétrico de formación del aceite.
- $R_s$  = Relación gas aceite.
- $B_g$  = Factor volumétrico de formación del gas.
- $W_e$  = Entrada de agua en el yacimiento.
- $W_p$  = Agua producida.
- $m$  = Fracción del espacio ocupado por el gas en el yacimiento.
- $C_w$  = Compresibilidad del agua.
- $C_f$  = Compresibilidad de la roca.
- $S_{wc}$  = Saturación de agua.
- $\Delta p$  = diferencial de presión.

### 5.1 Forma lineal de la ecuación de balance de materia

Havlena & Odeh (1963) y Havlena & Odeh (1964) desarrollaron una técnica para aplicar la EBM e interpretar resultados obteniendo una línea recta. Con este fin, expresaron la EBM como se muestra en la ecuación 61.

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e B_w \quad (61)$$

Donde,

- $F$  representa los volúmenes de fluido totales que han sido producidos.

$$F = N_p(\beta_o + (R_p - R_s)B_g) + w_p B_w \quad (62)$$

- $E_o$  describe la expansión del petróleo y el gas originalmente en solución.

$$E_o = (\beta_o - B_i) + (R_p - R_s)B_g \quad (63)$$

➤  $E_g$  representa la expansión del gas libre en la capa de gas.

$$E_g = \beta_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \tag{64}$$

➤  $E_{f,w}$  representa la expansión del agua inicial y la reducción en el volumen poroso.

$$\beta_{oi}(1 + m) \left[ \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right] \Delta p \tag{65}$$

### 5.2 Yacimientos volumétricos de petróleo subsaturado

Tomando la asunción de que no existe inyección de fluidos en el yacimiento, se despeja el valor de  $N$  (petróleo original en el yacimiento) como se muestra en la ecuación 66.

$$N = \frac{F}{E_o + E_{f,w}} \tag{66}$$

En el momento de graficar  $F$  vs  $E_o + E_{f,w}$  dará como resultado una línea recta que tendrá su inicio en el origen y la pendiente de ella será el valor de  $N$ , como se muestra en la Figura 16.

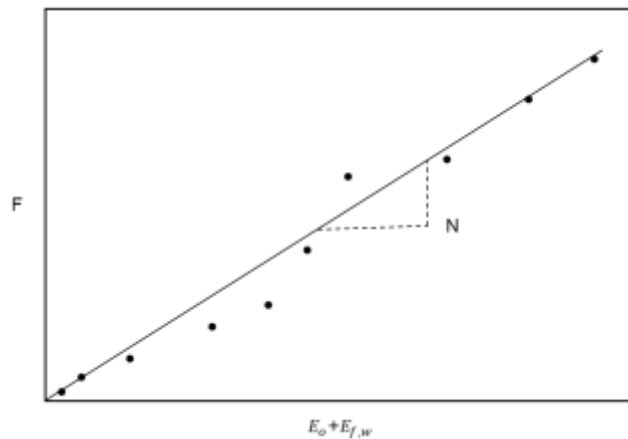


Figura 17. Fluidos producidos vs  $(E_o + E_{f,w})$ . Ahmed, T. H. Reservoir engineering handbook (4th ed). Amsterdam ; Boston: Gulf Professional Publishing. (2010).

**5.3 Yacimientos volumétricos de petróleo saturado**

Dake (1994), establece que cuando un yacimiento de petróleo se encuentra en un valor de presión igual o menor a su presión del punto de burbuja, el principal mecanismo de empuje es la expansión del gas, por lo tanto, la única incógnita en este tipo de yacimientos es el valor de N, suponiendo que el valor de  $E_{f,w}$  es despreciable en comparación con el termino de expansión de gas en solución y la ecuación se puede expresar como se muestra en la ecuación (67).

$$F = N(E_o) \tag{67}$$

La ecuación (67) indica que al realizar una gráfica de la producción de fluidos F vs la expansión de petróleo  $E_o$ , presentará una línea recta con inicio en el origen y su pendiente será el valor de N, como se muestra en la Figura 17.

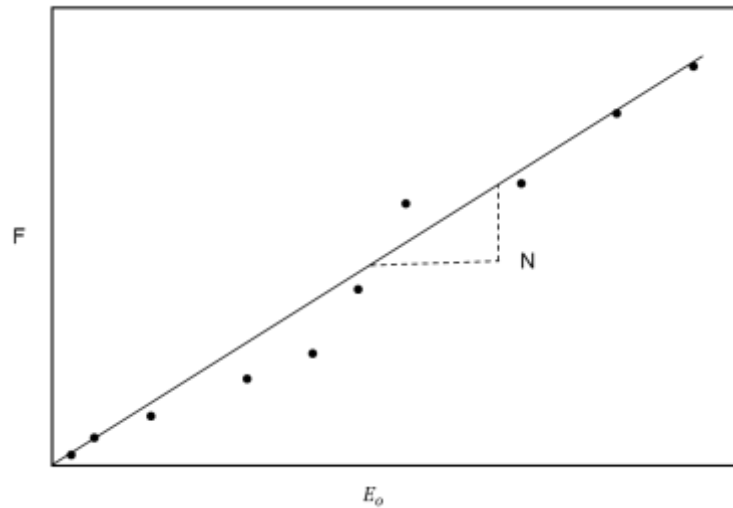


Figura 18. Fluidos producidos vs E<sub>o</sub>. Ahmed, T. H. Reservoir engineering handbook (4th ed). Amsterdam ; Boston: Gulf Professional Publishing. (2010).

## 6. Aspectos que afectan los pronósticos de producción

Para lograr comprender los fenómenos que afectan la tasa de declinación se propone realizar un análisis de la producción de un yacimiento realizado mediante simulación numérica de yacimientos, para tal fin se construyó un modelo de un sector de un campo, utilizando las propiedades mencionadas a continuación:

### 6.1 Mojabilidad de la roca

Con el fin de evaluar un tipo de mojabilidad al agua, mixta y al aceite, se plantea un protocolo para lograr obtener estas características por medio de una prueba de interacción roca fluido (Coreflooding), en la cual se selecciona un plug (roca bérea) que es llevado a condiciones de presión y temperatura, donde se le determinan las propiedades de permeabilidades relativas a un fluido acuoso (KCl 2%) y otro oleoso (Aceite Keydol); a continuación se presenta el protocolo utilizado para realizar la prueba.

- a. Medición de  $K_{abs}$  con la inyección de salmuera (10 VPs estables).
- b. Medición de  $K_{ro}$  con la inyección de aceite Keydol (10 VPs estables).
- c. Inyección de 70 a 100 VPs de salmuera para realizar el Waterflooding 1.
- d. Medición de la  $K_{rw}$  con la inyección de salmuera (10 VPs estables).
- e. Inyección de Xileno (3VPs).
- f. Medición de  $K_{ro}$  con la inyección de aceite Keydol (10 VPs estables).

- g. Inyección de 70 a 100 VPs de salmuera para realizar el Waterflooding 2.
- h. Medición de la  $K_{rw}$  con la inyección de salmuera (10 VPs estables).
- i. Inyección de Xileno (3VPs) y tiempo de remojo 2 días.
- j. Medición de  $K_{ro}$  con la inyección de aceite Keydol (10 VPs estables).
- k. Inyección de 70 a 100 VPs de salmuera para realizar el Waterflooding 3.
- l. Medición de la  $K_{rw}$  con la inyección de salmuera (10 VPs estables).

\*VPs: volúmenes porosos

Según Ortiz, Carrillo y Rojas (2017), para el correcto modelado es fundamental el conocimiento de las permeabilidades relativas, es por esto que han sido propuestas diversas metodologías experimentales, donde se involucran el uso de experimentos de inyección de fluidos en estado no-estacionario que son usados con frecuencia, debido al poco tiempo que requieren para su ejecución.

Las técnicas con las cuales se desarrollan los diferentes análisis se encuentran en el Manual de Procedimientos Técnicos del Laboratorio de Análisis Petrofísicos, y están soportadas por normas técnicas internacionales, estos análisis son realizados en muestras de roca tamaño plug y son trabajadas a las condiciones de interés (2000 psi y 150 °F), el instructivo técnico se presenta en el anexo A. Esta prueba de medición de retornos de permeabilidad fue realizada en el laboratorio de Análisis Petrofísicos Especiales en las instalaciones del ICP y los resultados fueron tratados y simulados por el Software Sendra como se muestran a continuación.

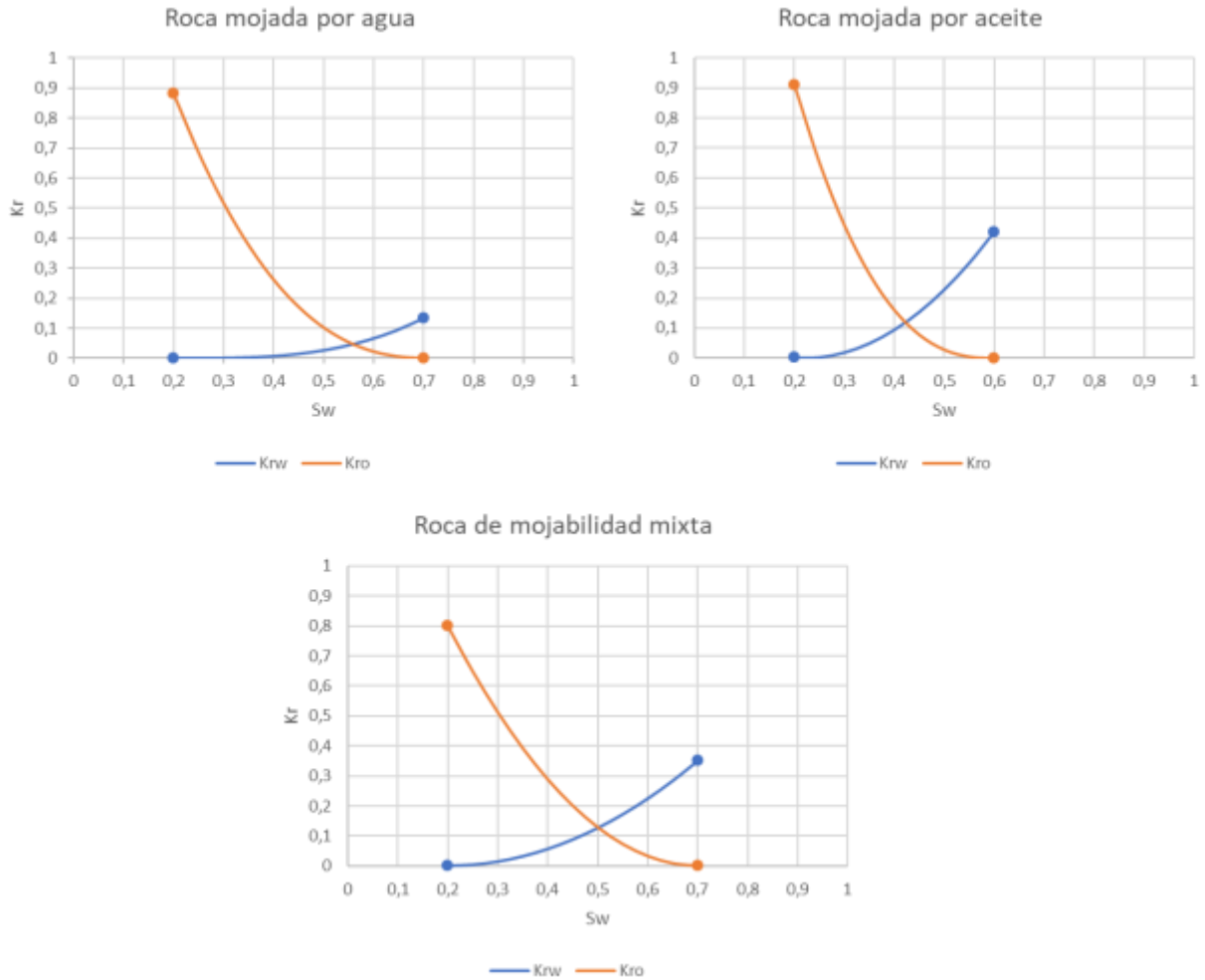


Figura 19. Roca de mojabilidad preferencial al agua, al aceite y mixta.

### 6.2 Análisis PVT de los fluidos a evaluar

Para efectos del desarrollo de la prueba se seleccionaron 3 tipos de crudos de diferentes campos, cada uno de diferente categoría en la escala de API: 13 °API “Crudo pesado”, 25 °API “crudo mediano” y 34 °API “crudo liviano”. Estos crudos fueron enviados al laboratorio de Fluidos del ICP con el fin de determinar su comportamiento PVT. Esta prueba se realizó a temperatura de 145 °F y un rango de presión de 0 a 2500 psi.

Tabla 5

*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>
2580	340.2	1.18	1084.53	10.9	0.021
1870	231.2	1.13	780.68	16.6	0.017
1160	131.7	1.09	451.1	29.0	0.014
450	43.8	1.05	157.45	61.9	0.012
333.9	31.2	1.05	114.76	71.6	0.012
304.8	28.2	1.05	104.32	74.3	0.011
217.8	19.5	1.04	73.55	83.1	0.011
188.8	16.7	1.04	63.47	86.3	0.011
159.7	14	1.04	53.48	89.6	0.011
101.7	8.9	1.04	33.75	96.3	0.011
72.7	6.5	1.04	24.02	99.8	0.011
43.7	4.2	1.04	14.37	103.2	0.011
14.7	2.2	1.04	4.81	106.6	0.011

Tabla 6

*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>
2481.7	64.7	1.06	195.01	5.7	0.013
2292	59.1	1.06	179.71	5.9	0.013
2102.2	53.7	1.05	164.49	6.1	0.013
1722.6	43	1.05	134.42	6.6	0.012
1532.9	37.9	1.05	119.56	6.8	0.012
1153.3	27.9	1.04	90.17	7.4	0.012
963.5	23.1	1.04	75.65	7.7	0.012
773.8	18.5	1.04	61.22	8.0	0.012

<b>Presión</b> <b>(psi)</b>	<b>Rs</b> <b>(ft3/bbl)</b>	<b><math>\beta_o</math></b> <b>(bbl/STB)</b>	<b>Eg</b> <b>(ft3/bbl)</b>	<b><math>\mu_o</math></b> <b>cp</b>	<b><math>\mu_g</math></b> <b>cp</b>
584	14.1	1.04	46.96	8.3	0.012
394.2	9.9	1.04	32.79	8.6	0.012
204.4	6.0	1.04	18.74	8.9	0.012
14.7	2.5	1.04	4.80	9.3	0.012

Tabla 7

*Análisis PVT de un crudo liviano “34 °API”*

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

**6.3 Propiedades petrofísicas de las variables a evaluar**

Levorsen, (1973) define los valores de permeabilidad absoluta, relación de permeabilidad vertical vs permeabilidad horizontal y porosidad en una escala donde son clasificadas, como se muestra a continuación en la Tabla 9.

Tabla 8.

*Evaluación de porosidades y permeabilidades de los yacimientos más comunes*

<b>Evaluación</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Kv/Kh</b>
Baja	< 5	< 50	< 0.1
Media - baja	5 - 12	50 - 200	0.1 - 0.6
Media	12 - 20	200 - 800	0.3 - 0.6
Alta	>20	>800	>0.6

**6.3.1 Propiedades petrofísicas evaluadas en el modelo de simulación.** Con base ellos criterios propuestos por Levorsen, se seleccionaron 3 parámetros de cada variable con el fin de abordar las características de pobre, media y alta, como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 9.

*Variables petrofísicas seleccionadas para el modelo de simulación*

<b>Evaluación</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Kv/Kh</b>
Baja	0.05	50	0.3
Media	0.15	700	0.5
Alta	0.22	1500	0.8

#### 6.4 Modelo de simulación empleado

Se generó un modelo de simulación Sector Model utilizando el módulo de IMEX del software Computer Modeling Group (CMG), ya que este software permite el manejo de modelos Black Oil. El modelo tiene un área aproximada de 120 acres y posee una forma cuadrada como se muestra en la Figura 19.

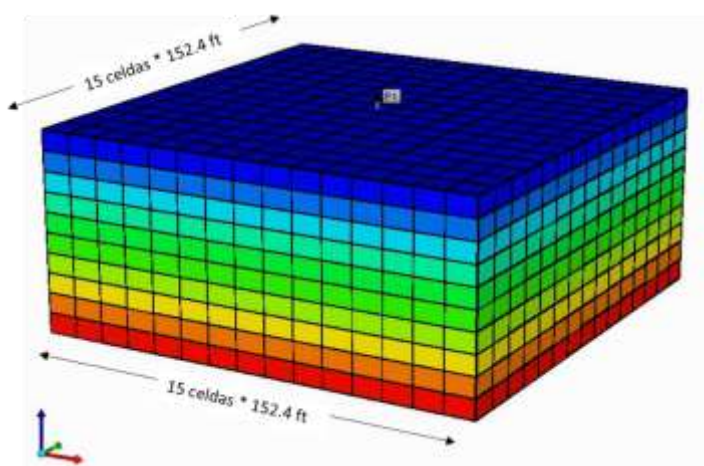


Figura 20. Enmallado del modelo de simulación

Las principales propiedades del enmallado del modelo de simulación se presentan en la Tabla 11, las curvas de mojabilidad se presentan en la sección 6.1, las propiedades del fluido se presentan en la sección 6.2, las propiedades petrofísicas en la sección 6.3.1, las condiciones iniciales en la Figura 20 y el control de pozos en la Figura 21.

Tabla 10.

Datos del modelo de simulación

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

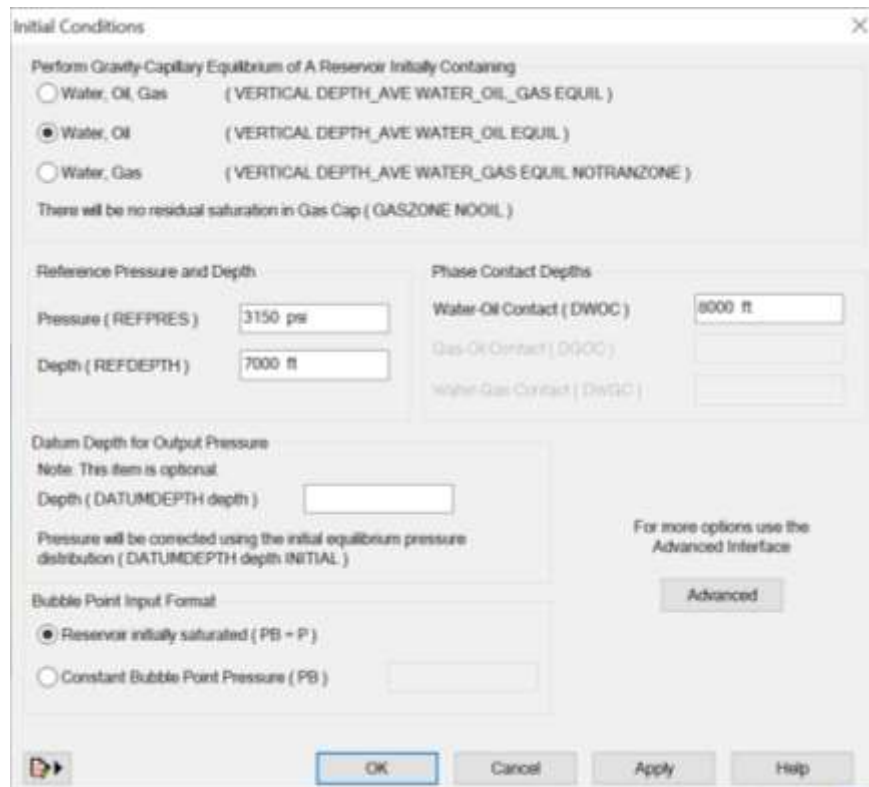


Figura 21. Condiciones iniciales del modelo de simulación.

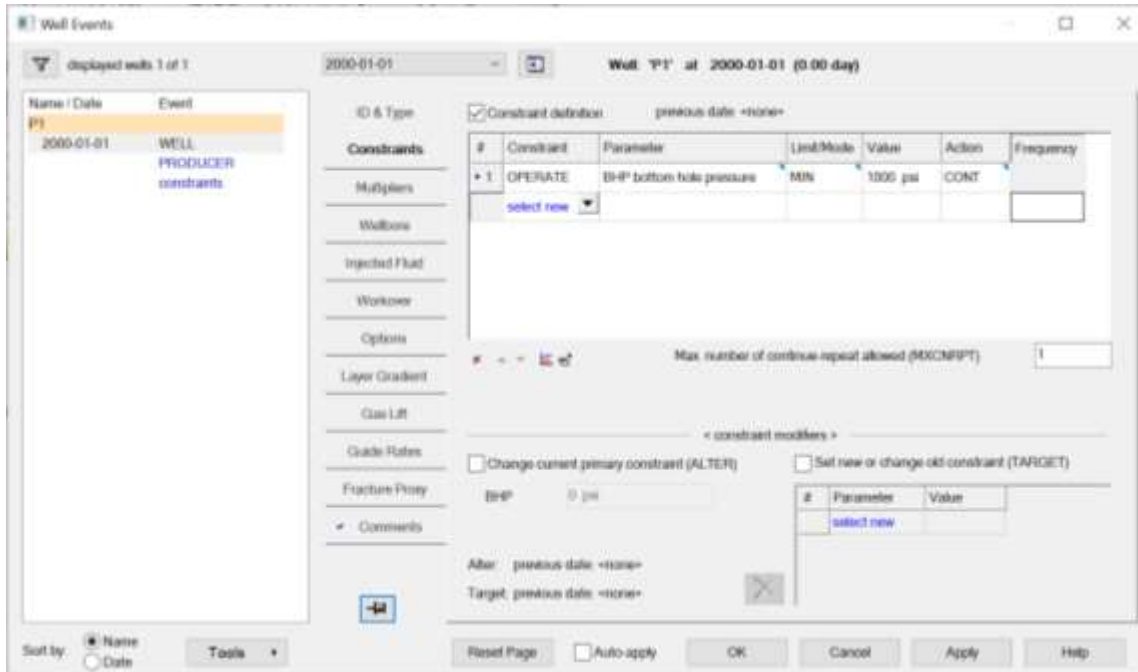


Figura 22. Control de los pozos del modelo de simulación

### 6.5 Análisis de sensibilidad de parámetros

Como evidencia Montes, (2016) la simulación numérica de yacimientos presenta resultados de tipo de declinación exponencial, es decir, que el exponente n en los casos evaluados es cero.

Con el fin de determinar el grado de impacto de las variables mencionadas anteriormente, se planteó un análisis de sensibilidad, planteando variaciones al modelo de simulación con las variables que se presentan en la ecuación de Darcy, la cual modela el flujo de fluidos en medios porosos siguiendo una geometría radial, como se presenta en la sección 3.1. Los valores asignados para el análisis de sensibilidad se presentan a continuación en la Tabla 12.

Tabla 11.

Valores propuestos para el análisis de sensibilidad.

Variable	Valores	Comentarios
Modelo de flujo API	13	Crudo Pesado
	25	Crudo Mediano
	34	Crudo Liviano
Mojabilidad	agua	Curvas obtenidas de la prueba coreflooding
	mixta	
	aceite	
Permeabilidad	200	Rangos seleccionados de Lavorsen, (1973)
	700	
	1500	
Kv/Kh	0.3	
	0.5	
	0.8	
Porosidad	0.1	
	0.15	
	0.22	

Utilizando el modelo de simulación planteado se procede a realizar las corridas de simulación correspondientes a la interacción de las variables seleccionadas, las cuales generaron una relación de 5 variables cada una de 3 relaciones ( $3^5$ ), por lo que se realizaron 243 corridas de simulación como resultado total de todas las combinaciones posibles como se presenta en el anexo B.

Con los resultados obtenidos se planteó un análisis de correlación, utilizando el software Microsoft Excel, en el que presenta como resultado una matriz que muestra el grado de correlación de cada variable con las variables de interés. El coeficiente de correlación proporciona información sobre la relación lineal que existe entre dos variables y su valor se encuentra entre -1 a 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 13 se muestran las posibles interpretaciones del coeficiente de correlación muestral.

Tabla 12.

*Interpretaciones del coeficiente de correlación muestral*

Valor del coeficiente	Interpretación
$0 < r < 1$ 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.

Los resultados del análisis de correlación se presentan en la Tabla 14 y fueron presentados en la semana Internacional de la ciencia en el 2018. Montes (2016) 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*

	<i>API</i>	<i>Mojabilidad</i>	<i>Permeabilidad</i>	<i>KV/KH</i>	<i>Porosidad</i>	<i>D</i>
<i>API</i>	1					
<i>Mojabilidad</i>	0	1				
<i>Permeabilidad</i>	0	0	1			
<i>KV/KH</i>	-4.136E-17	-9.782E-19	4.03988E-17	1		
<i>Porosidad</i>	2.1583E-17	-1.378E-17	0	0	1	
<i>D</i>	0.52949863	0.05175277	0.390135258	-0.0357757	-0.1625859	1

El fin de este estudio se centra en los resultados de la última fila de la Tabla 14, a partir de la cual se puede analizar los factores que más afectan la magnitud de la declinación de un pozo de petróleo como se muestra en la Figura 22.

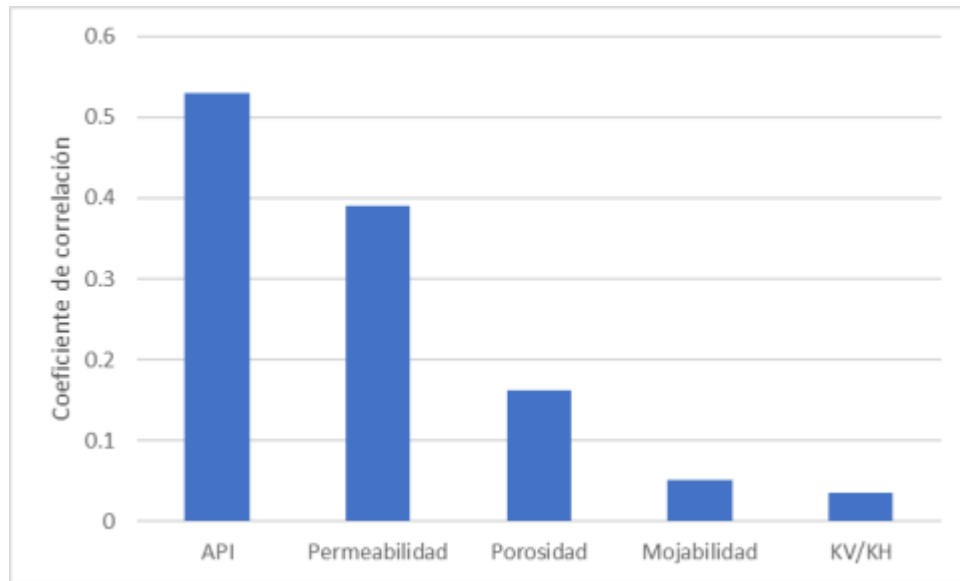


Figura 23. Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación.

A partir de los resultados puede concluirse que, aspectos como la relación de permeabilidad vertical vs relación de permeabilidad horizontal ( $K_v/K_h$ ) y la mojabilidad 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 y la permeabilidad tienen la mayor incidencia en el valor de la declinación de un pozo.

Lo descrito en el presente capítulo constituye una aproximación teórica al análisis de la declinación de la producción y cabe resaltar dos recomendaciones.

- a) Se ha observado que la naturaleza de los modelos numéricos utilizados por los simuladores para modelos Black Oil, utilizan tendencias de declinación de tipo exponencial, que generalmente no suele coincidir con el comportamiento real de los datos de producción.

- b) La construcción de pronósticos de producción se realiza por medio de programas computacionales específicos los cuales utilizan los modelos descritos en el capítulo 1, tales como las curvas tipo y las curvas de declinación.

Con base en los resultados obtenidos se seleccionó una ecuación de flujo como base del modelo propuesto en el siguiente capítulo.

## **7. Modelo predictivo de la tasa de flujo a partir del análisis prospectivo de propiedades de la roca y el fluido**

Generalmente los modelos predictivos de la tasa de producción de crudo de un pozo se encuentran basados en modelos matemáticos, estadísticos y gráficos, los cuales solo determinan el siguiente valor probable o definen una tendencia del comportamiento de la producción. Como menciona Nind, T.E.W. (1987), estos tipos de análisis son utilizados por su simplicidad, fácil manejo e interpretación, es decir, son métodos que aceptan tratamiento gráfico o matemático, pero no se basan en las leyes que gobiernan el flujo de los fluidos a través de la formación.

Con el fin de integrar variables de la roca y el fluido se plantea un procedimiento para realizar un pronóstico de producción basada en la ecuación de Darcy que describe el comportamiento de flujo de los fluidos en el medio poroso, el procedimiento se realiza como lo muestra la Figura 23 y se detalla a continuación.

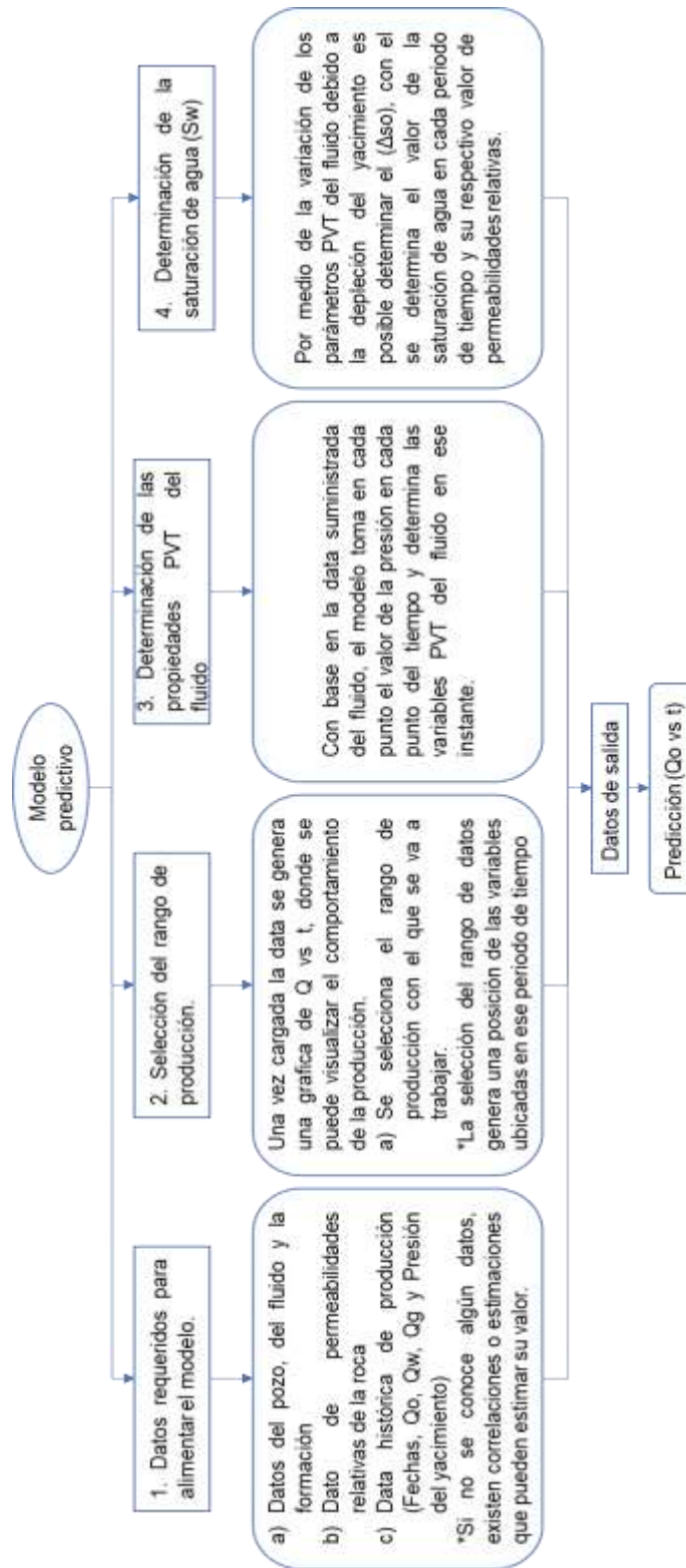


Figura 24. Procedimiento a seguir en el desarrollo del modelo propuesto

### Construcción y consideraciones del modelo propuesto

Para la construcción del modelo propuesto en el presente trabajo se utilizó el siguiente protocolo:

- a) Planteamiento de un diseño experimental, para este caso como se menciona en la sección 6.5, se seleccionaron 5 variables y cada una con 3 factores, este diseño es tabulado según la distribución estadística del modelo experimental. (Se pueden tener en cuenta mas variables ya sean de la roca o el fluido para realizar un nuevo diseño experimental o compararlas con las variables utilizadas en este trabajo).
- b) Selección de las características del modelo de simulación, en la selección de parámetros del modelo de simulación se tuvieron en cuenta características típicas de un campo productor de petróleo, es decir: Formación productora tipo arenisca, yacimiento volumétrico, de porosidad simple, pozo vertical y fluido Black Oil como se muestra en el capítulo 6. (Como un posible estudio complementario a este trabajo, se pueden considerar formaciones de Carbonatos o Lutitas, yacimiento naturalmente fracturados o fracturados hidráulicamente, pozos horizontales y fluidos diferentes al modelo Black Oil).
- c) Análisis de sensibilidad, una vez finalizadas las corridas de simulación propuestas en el diseño experimental, se le determina a cada una el valor del exponente de declinación ( $n$ ) y es agregado en la tabla generada por el diseño experimental, como se muestra en el anexo B y por medio de análisis estadístico se logra determinar el coeficiente de correlación o grado de impacto en la declinación de cada variable. (Este análisis estadístico puede realizarse utilizando Software comerciales, análisis estadístico o extensiones del programa Microsoft Excel).

- d) Selección del modelo que describa el flujo de fluidos base de la predicción, se realizó una comparación de los modelos existentes que describen dicho comportamiento y estos se presentan en el capítulo 3, para cada uno de ellos se identificaron las variables requeridas para su implementación, a demás se tuvo en cuenta que estos modelos consideraran las variables de mayor impacto identificadas en el análisis de sensibilidad mencionado anteriormente. (La selección del modelo depende de los datos suministrados, es decir si se cuenta con un estudio especializado se pueden seleccionar varios modelos y comparar sus resultados entre ellos).
- e) Construcción de la plantilla del modelo, se debe contar con las siguientes secciones: Carga de data del fluido y del pozo, carga de data de curvas de permeabilidad relativa y carga de data de la historia de producción como se menciona en la sección 7.2.
- f) Determinación de las tendencias de la presión del yacimiento y la presión de fondo fluuyente, por medio de análisis de líneas de tendencia como el coeficiente de determinación  $R^2$ , Error cuadrático medio (MSE), El criterio de información de Akaike, El criterio de información de Bayes, entre otros, se estima la tendencia del comportamiento de la depleción del pozo y el control de la presión de fondo fluuyente.
- g) Asignación de posición numérica a cada fecha del histórico de producción y sus respectivos valores de producción, presión de yacimiento y presión de fondo fluuyente, con el fin de generar un patrón de búsqueda en el momento de ser requerido algún valor de dicha fecha. (Este procedimiento se puede realizar en el programa Microsoft Excel utilizando el comando "Buscarv()").

- h) Selección del rango de producción, de toda la data es indispensable evidenciar la tendencia representativa de la declinación del pozo en los datos históricos, para tomarlos como punto de partida del modelo que se está construyendo como se muestra en la sección 7.3.
- i) Construcción de curvas de permeabilidad relativa, utilizando la ecuación propuesta por Hirasaki, (1975) se construyen las curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca presente en el pozo.
- j) Modelado de las propiedades PVT del fluido, con base en las características del fluido inscritas en la información previamente suministrada, las tendencias de la declinación del pozo y la presión de fondo fluyente pueden determinarse las propiedades PVT mencionadas en capítulo 4 para cada punto de la data de producción y este será almacenado en la posición numérica respectiva como se evidencia en la sección 7.4. (Las correlaciones utilizadas en este trabajo son correlaciones de modelo de Fluido Black Oil, como un complemento, estas propiedades podrían determinarse por medio de diferentes correlaciones o comparaciones entre ellas para cada variable de fluido).
- k) Balance de materiales, con base en un modelo volumétrico y la data de producción acumulada del pozo se determinan propiedades como el OOIP y además con el método propuesto por Muskat, (1945) se estimó la variación de la saturación inicial de aceite con relación a los fluidos producidos como se evidencia en la sección 7.5. (Con base en otros modelos se puede proponer una comparación de los diferentes modelos de saturación).
- l) Programación de la ecuación que describe el comportamiento de flujo de fluidos en el medio poroso, una vez se han realizado los cálculos pertinentes de las propiedades PVT y cambios de saturación en cada punto de la data histórica, estos valores son asociados en la ecuación de flujo de fluidos y se genera un valor de caudal de crudo en cada punto de la

data histórica, donde es directamente relacionado y almacenado en la posición numérica correspondiente.

- m) Ajuste histórico, con base en el rango seleccionado como se menciona en el ítem h, por medio de la ecuación de flujo se determina un valor de caudal de crudo utilizando la ecuación de flujo propuesta en el ítem l 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).
- n) Selección de la fecha de predicción, se toma como base el rango de tiempo seleccionado en el ítem h 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).

### **7.1 Datos requeridos para alimentar el modelo**

Para realizar la carga de data al modelo se debe realizar en tres pasos, ya que requiere información detallada en cada sección:

- a) Datos de la roca, el fluido y del pozo: En la Tabla 15 se muestran los datos requeridos de la roca, el fluido y del pozo para la etapa inicial.

Tabla 14.

*Datos de entrada al modelo de la roca, el fluido y el pozo.*

Datos de entrada	
°API	19.2
Gravedad especifica del gas	0.784
Temperatura °F	145
Presión del punto de burbuja (psi)	700
Presión inicial del yacimiento (psi)	2800
Radio de drenaje del pozo $r_e$ (ft)	500
Espesor neto de la formación $h$ (ft)	40
Permeabilidad absoluta $K$ (mD)	550
Radio del pozo $r_w$ (ft)	2.5
Factor Skin $S$	0

Cabe resaltar que si no se conoce algún dato este puede ser estimado por medio de correlaciones como:

$P_b$  = correlación de Standing, (1974) como se muestra en la sección 4.6.

$P_i$  = Se debe conocer la profundidad del pozo y con el gradiente de profundidad que es igual a 0.465 [psi/ft] se puede estimar.

$R_e$  = Si se conoce el área de drenaje [acres] que alcanza se puede determinar como lo muestra la siguiente ecuación:

$$r_e = \sqrt{(43560 * A)/(2\pi)} \tag{68}$$

b) Datos de la roca, en esta sección es necesario conocer los valores correspondientes a cada variable o relacionarlos con los datos de una formación semejante.

Tabla 15.

*Valores para generar las curvas de permeabilidad en el modelo*

Constantes PERM	
Swir	0.24
Sor	0.2
Krw	0.23
Kro	0.5
n1 Krw	3
n2 Kro	2
Swi	0.3
Soi	0.7

- c) Históricos de producción, en esta sección se requiere de toda la data mostrada en la Tabla 17, ya que es indispensable para el cálculo de variables en la ejecución y desarrollo del modelo.

Tabla 16.

*Datos de la producción necesarios para alimentar el modelo*

Tiempo	Fecha	Presión	Qo	Qw	Np	Qg	Pwf
(días)	(d/m/a)	(psi)	(bbl/día)	(bbl/día)	(bbl)	(ft3/día)	(psi)
0	1/11/1977	2872.53	152.8	22.92	152.8	4586.7	2612.5
4	5/11/1977	2871.06	121.9	18.285	616.8	3657.8	2607.8
17	18/11/1977	2867.14	104.8	15.72	1934	3146.5	2604.2
30	1/12/1977	2863.22	97.3	14.595	3156.6	2920.5	2601.4
61	1/01/1978	2860.31	81.4	12.21	5683.1	2444.9	2611.0

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)
- El criterio de información de Akaike
- El criterio de información de Bayes

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

## 7.2 Selección de rango de producción

Una vez alimentado el modelo con los datos requeridos, la interfase muestra una gráfica de  $q_o$  vs  $t$ , donde se puede evidenciar el comportamiento histórico de la producción como se muestra en la Figura 24, además permite seleccionar el rango de datos a trabajar como se muestra en la Figura 25 la línea de color rojo, esta parte es muy importante, ya que a lo largo de la vida productiva del pozo se presentan varios eventos que pueden distorsionar el comportamiento de este. Lo ideal es seleccionar un rango de datos que presente continuidad con un rango apreciable de tiempo.



Figura 25. Histórico de producción de los datos empleados en la ejecución del modelo

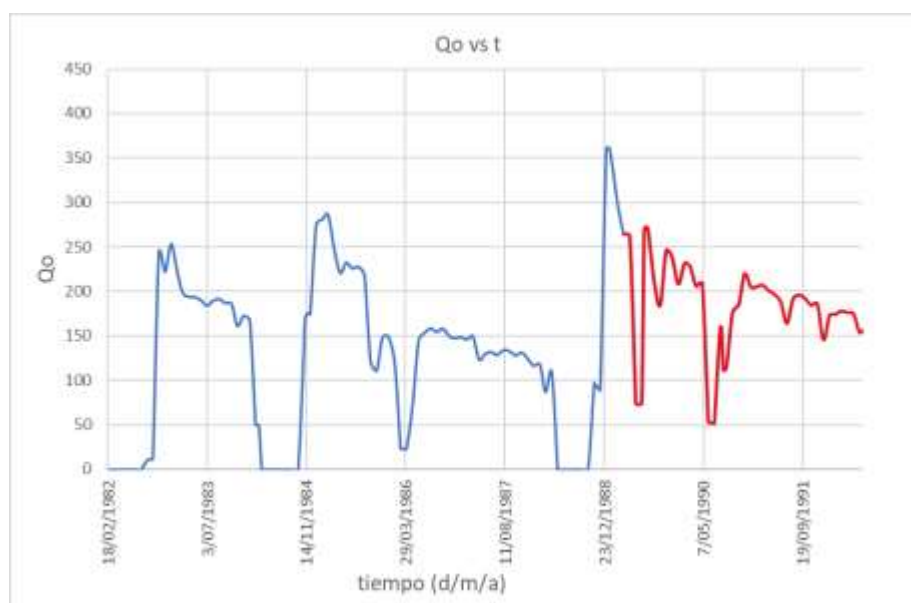


Figura 26. Selección de datos a utilizar en la ejecución del modelo

### 7.3 Determinación de las propiedades PVT del fluido

La interfase propuesta por el modelo genera automáticamente los valores de las variables PVT para cada valor determinado de presión, utilizando las correlaciones mencionadas en el capítulo 3.

- $R_s$  (correlación de Standing).
- $\beta_o$  (correlación de Standing).
- $\mu_o$  (correlación de Beggs-Robinson y Beals).
- $C_o$  (correlación de Petrosky).

### 7.4 Determinación de la saturación de agua del pozo (SW)

Por medio del análisis de balance de materiales podemos interpretar los datos obtenidos de producción en propiedades o características del yacimiento, una de ellas es la propuesta por Muskat, (1945) que expresa el diferencial de saturación que presenta un pozo con respecto a la depleción de este, como se muestra en la ecuación 69.

$$\left(\frac{\Delta S_o}{\Delta P}\right) = \frac{S_o X_{(p)} + S_o \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}}\right) Y_{(p)} - (1 - S_o - S_{wi}) Z_{(p)}}{1 + \left(\frac{\mu_o}{\mu_g}\right) \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}}\right)} \quad (69)$$

Donde,

$$X_{(p)} = \frac{B_g * dR_s}{\beta_o * d_p} \quad (70)$$

$$Y_{(p)} = \frac{B_g * \mu_o * dB_o}{\beta_o * \mu_g * d_p} \quad (71)$$

$$Z_{(p)} = \frac{1 * dB_g}{B_g * d_p} \tag{72}$$

De esta manera se puede determinar un diferencial de saturación para cada intervalo de tiempo y por medio de las curvas propuestas por Hirasaki, (1975) las cuales son alimentadas con la data ingresada al modelo, se puede estimar un valor de permeabilidad relativa al hidrocarburo en cada intervalo de presión del yacimiento.

**8. Aplicación del modelo predictivo de la tasa de flujo a partir del análisis prospectivo de las propiedades de la roca y el fluido**

Se seleccionó un campo colombiano de petróleo que presentara la información requerida para alimentar el modelo y a partir de este se seleccionaron 4 pozos, (Murcia 1, Murcia 2, Murcia 3 y Murcia 4), su comportamiento histórico se presenta en las Figuras 26, 27, 28 Y 29. Los datos de la roca y el fluido serán presentados en el anexo C.

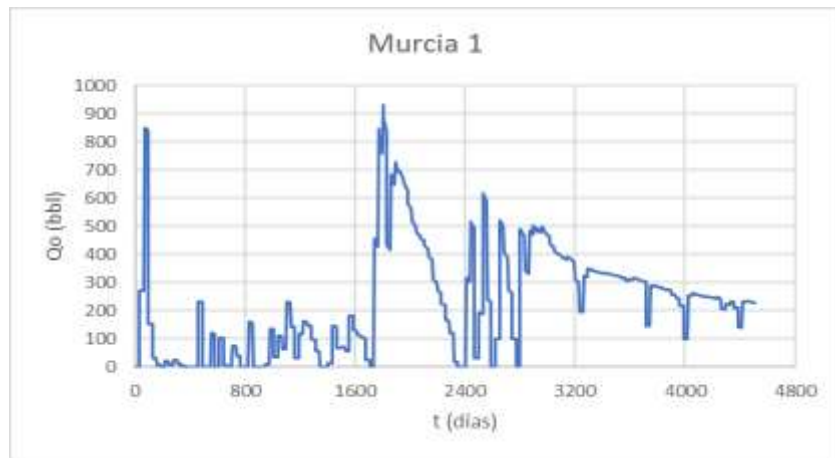


Figura 27. Histórico de producción pozo Murcia 1.



Figura 28. Histórico de producción pozo Murcia 2.



Figura 29. Histórico de producción pozo Murcia 3.

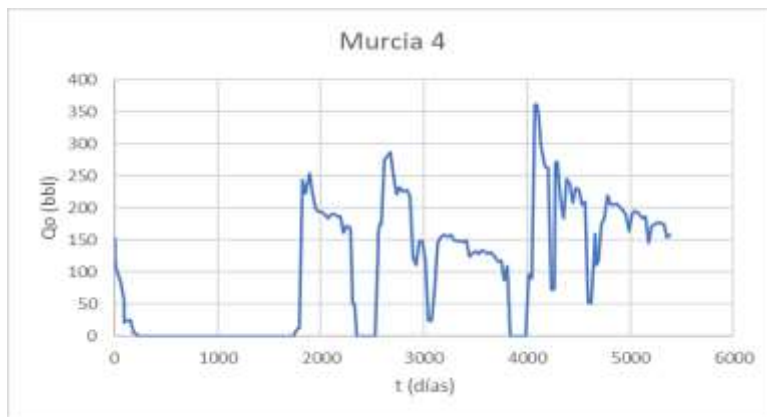
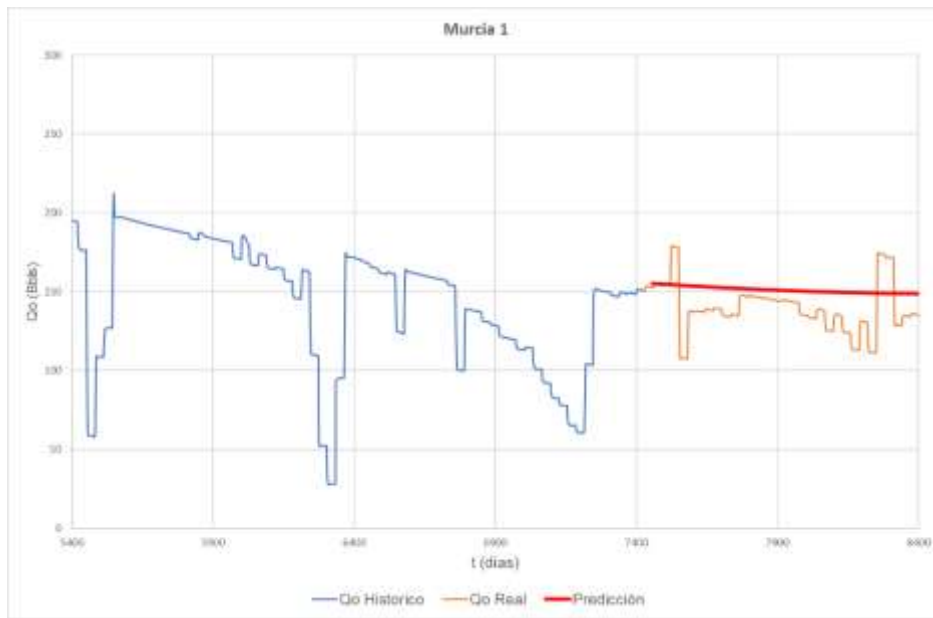


Figura 30. Histórico de producción pozo Murcia 4.

**8.1 Aplicación del modelo al pozo Murcia 1**

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Murcia 1, seleccionando el rango de producción de 2485 a 6513 días y realizando una predicción hasta el día 8676. Utilizando una proyección polinómica de segundo grado de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y una proyección logarítmica de la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ). Los resultados de la predicción del modelo se muestran en la Figura 30.



*Figura 31.* Predicción pozo Murcia 1, modelo predictivo.

Además, se utilizaron las herramientas comerciales del software OFM y Decline R, para realizar el pronóstico del pozo Murcia 1 como se muestra en las Figuras 31 y 32.

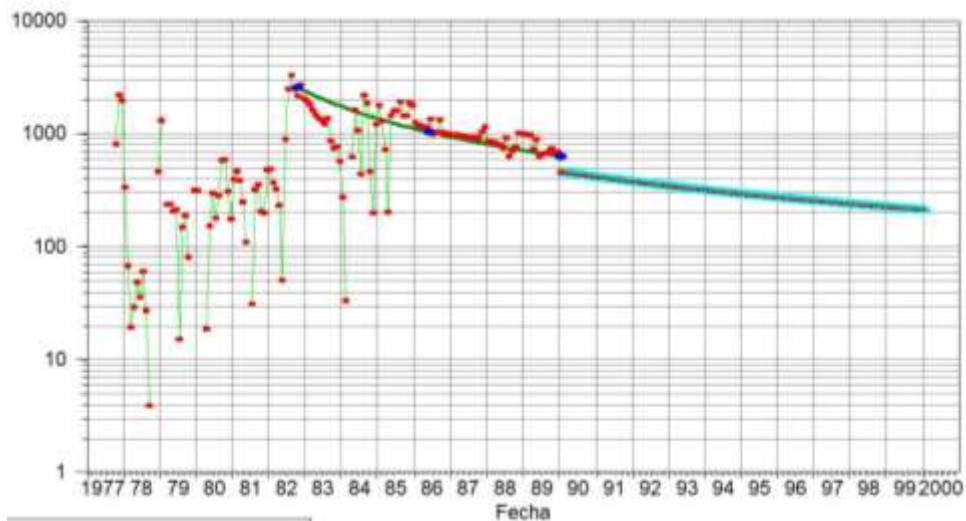


Figura 32. Predicción pozo Murcia 1, software OFM.

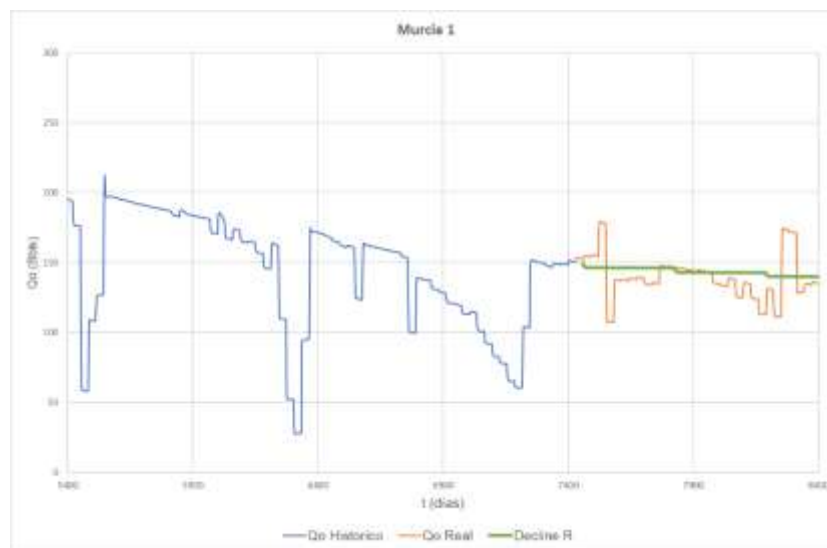


Figura 33. Predicción pozo Murcia 1, Software Decline R.

A continuación, en la Figura 33 se presentan las comparaciones de las 3 predicciones para el pozo Murcia 1.



Figura 34. Predicciones de producción del pozo Murcia 1.

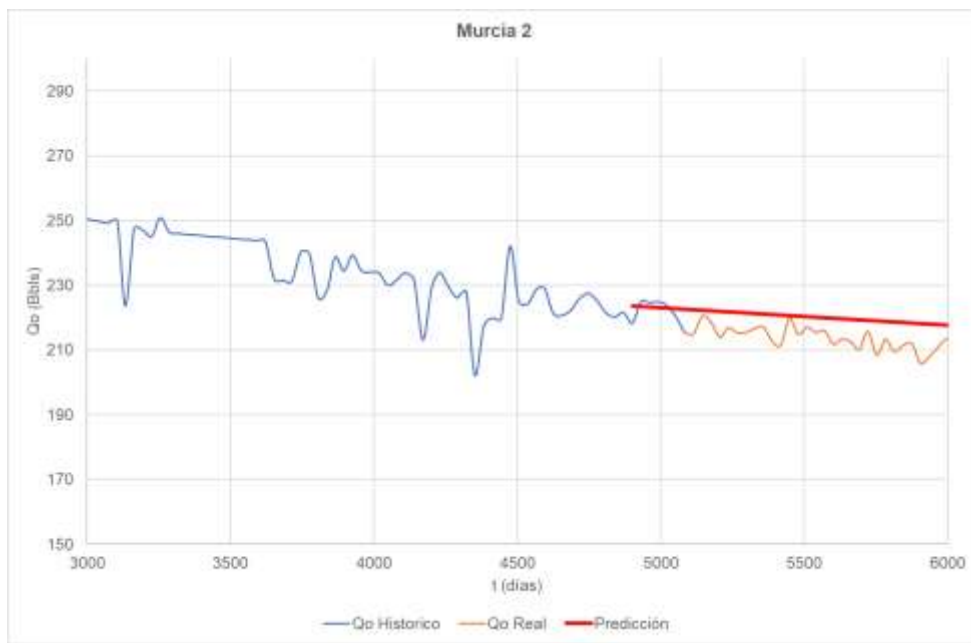
Se realizó el cálculo del porcentaje de error relativo entre los datos de producción reales del pozo Murcia 1 y las predicciones realizadas con cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), los resultados son presentados en la Tabla 18.

% Error medio				
tiempo	Días	Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
7500	90	31.25	11.22	27.08
7590	180	30.59	10.78	25.47
7770	360	29.36	9.92	22.29
8130	720	27.18	8.23	16.08
8600	1190	25.52	6.74	12.08

Figura 35. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia1

**8.2 Aplicación del modelo al pozo Murcia 2**

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Murcia 2, seleccionando el rango de producción de 2100 a 5053 días y realizando una predicción hasta el día 7976. Utilizando una proyección polinómica de segundo grado de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y una proyección lineal de la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Los resultados de la predicción del modelo se muestran en la Figura 34.



*Figura 36.* Predicción pozo Murcia 2, modelo predictivo.

Además, se utilizaron las herramientas comerciales del software OFM y Decline R, para realizar el pronóstico del pozo Murcia 2 como se muestra en las Figuras 35 y 36.

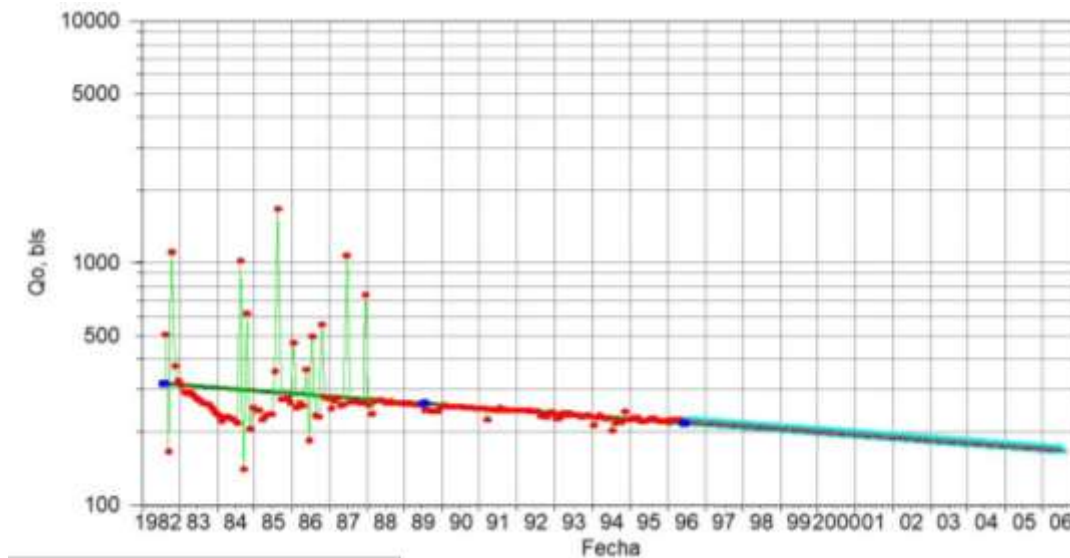


Figura 37. Predicción pozo Murcia 2, software OFM.

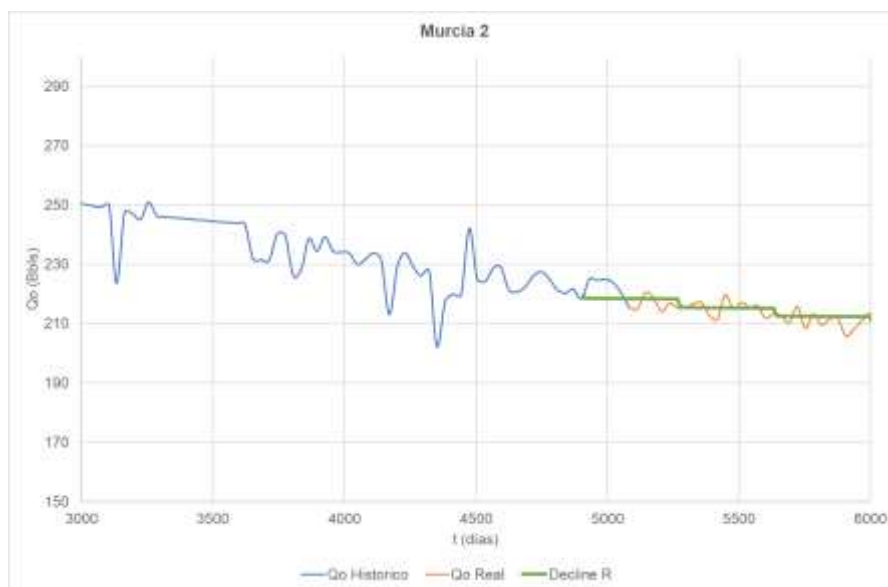


Figura 38. Predicción pozo Murcia 2, Software Decline R.

A continuación, en la Figura 37 se presentan las comparaciones de las 3 predicciones para el pozo Murcia 2.



Figura 39. Predicciones de producción del pozo Murcia 2.

Se realizó el cálculo del porcentaje de error relativo entre los datos de producción reales del pozo Murcia 2 y las predicciones realizadas con cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), los resultados son presentados en la Tabla 19.

% Error medio				
tiempo	Días	Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
5090	90	1.07	0.12	1.95
5180	180	1.15	0.08	1.75
5360	360	1.33	0.09	1.37
5720	720	1.69	0.23	0.88
7160	1440	2.03	0.41	1.02

Figura 40. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia2

### 8.3 Aplicación del modelo al pozo Murcia 3

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Murcia 3, seleccionando el rango de producción de 6787 a 7608 días y realizando una predicción hasta el día 7976. Utilizando una proyección lineal de la presión del yacimiento ( $P_r$ ) y una proyección exponencial de la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Los resultados de la predicción del modelo se muestran en la Figura 38.

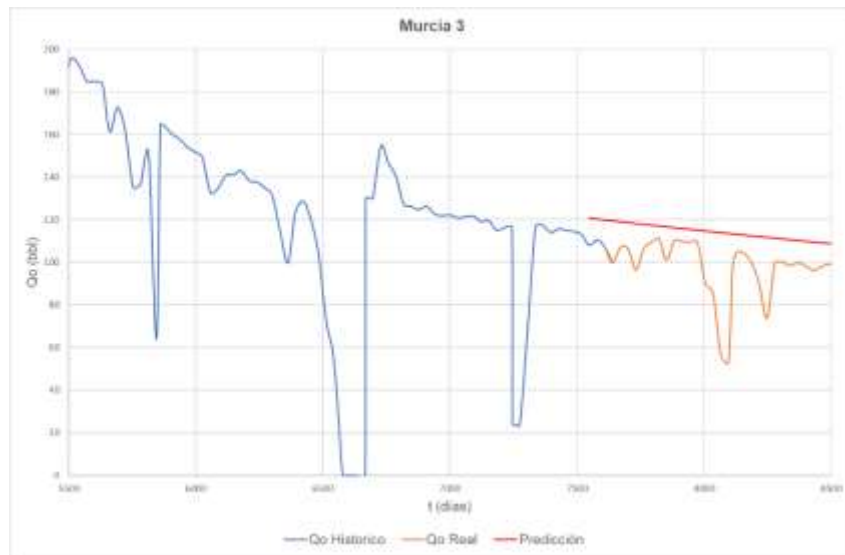


Figura 41. Predicción pozo Murcia 3, modelo predictivo.

Además, se utilizaron las herramientas comerciales del software OFM y Decline R, para realizar el pronóstico del pozo Murcia 3 como se muestra en las Figuras 39 y 40.

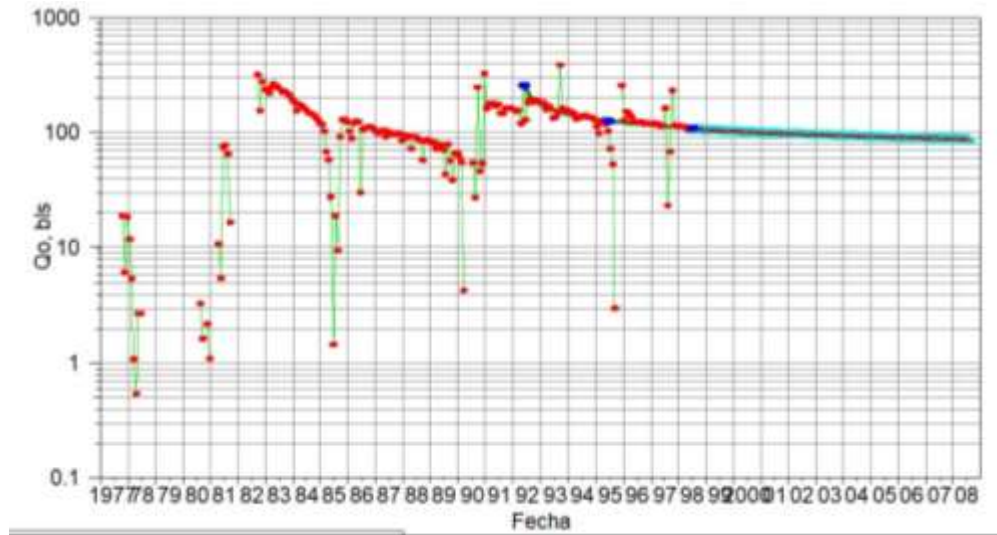


Figura 42. Predicción pozo Murcia 3, software OFM.

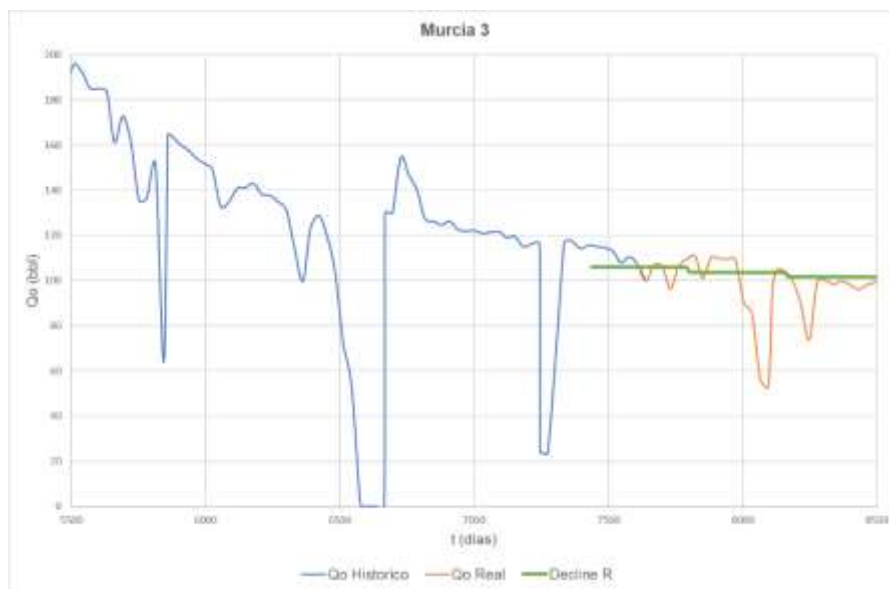


Figura 43. Predicción pozo Murcia 3, Software Decline R.

A continuación, en la Figura 41 se presentan las comparaciones de las 3 predicciones para el pozo Murcia 3.

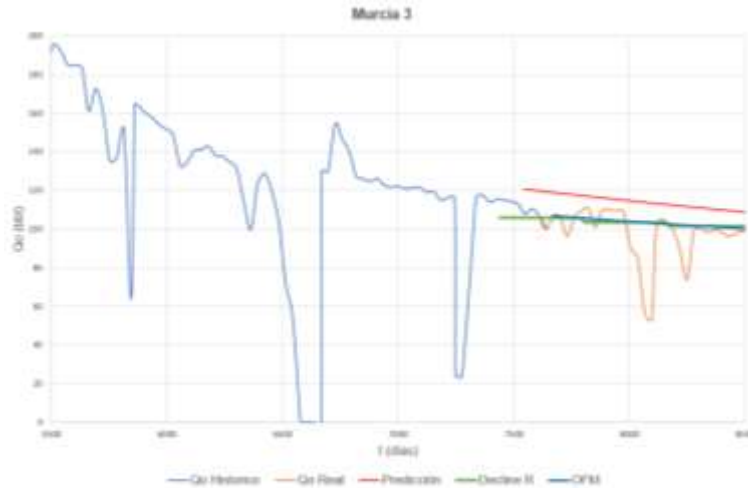


Figura 44. Predicciones de producción del pozo Murcia 3.

Se realizó el cálculo del porcentaje de error relativo entre los datos de producción reales del pozo Murcia 3 y las predicciones realizadas con cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), los resultados son presentados en la Tabla 20.

% Error medio				
tiempo	Días	Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
7600	90	1.26	0.04	1.51
7690	180	1.35	0.05	1.32
7870	360	1.53	0.12	0.96
8230	720	1.89	0.3	0.74
8800	1290	2.24	0.5	1.03

Figura 45. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia3

#### 8.4 Aplicación del modelo al pozo Murcia 4

El modelo predictivo fue aplicado al pozo Murcia 4, seleccionando el rango de producción de 4094 a 5387 días y realizando una predicción hasta el día 6848. Utilizando una proyección lineal de la

presión del yacimiento ( $P_r$ ) y una proyección exponencial de la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Los resultados de la predicción del modelo se muestran en la Figura 42.

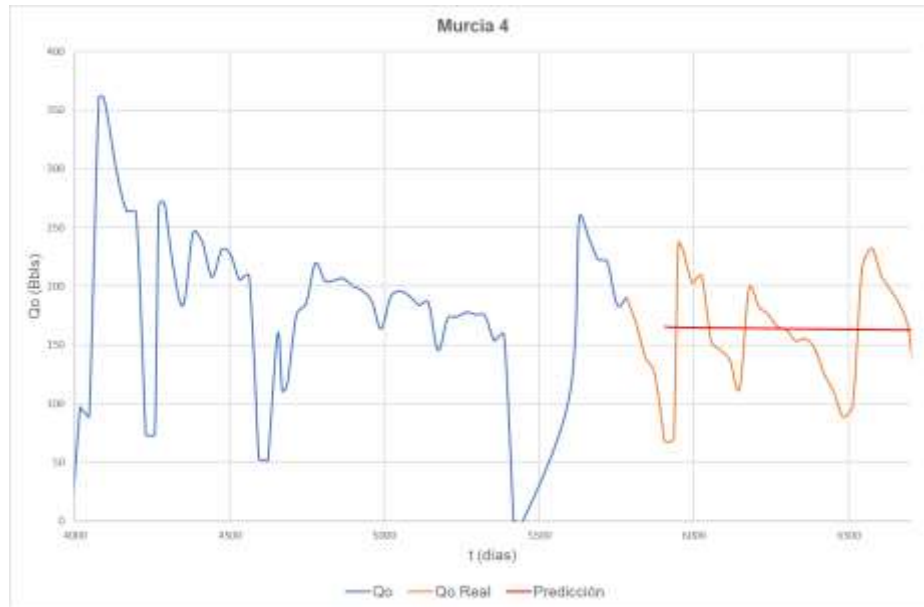


Figura 46. Predicción pozo Murcia 4, modelo predictivo.

Además, se utilizaron las herramientas comerciales del software OFM y Decline R, para realizar el pronóstico del pozo Murcia 4 como se muestra en las Figuras 43 y 44.

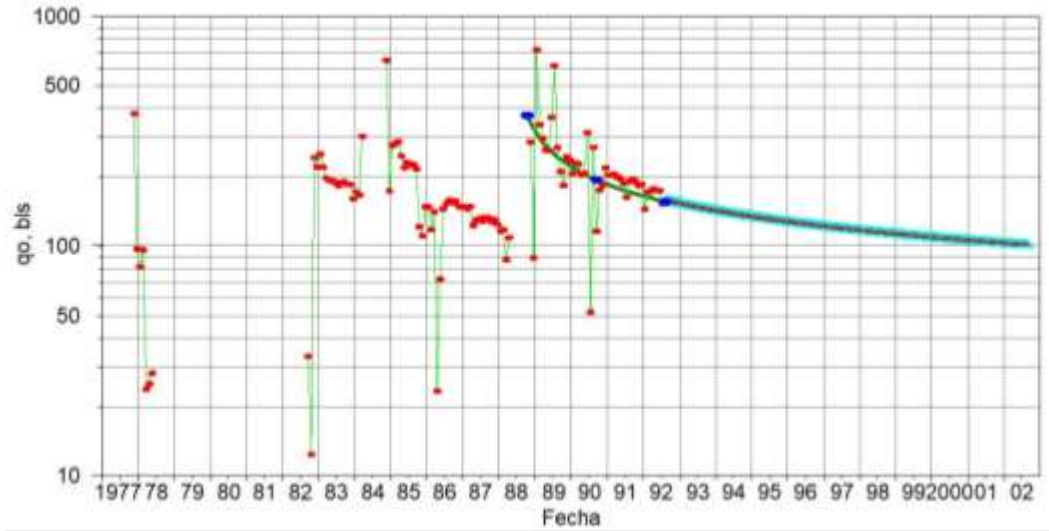


Figura 47. Predicción pozo Murcia 4, software OFM.

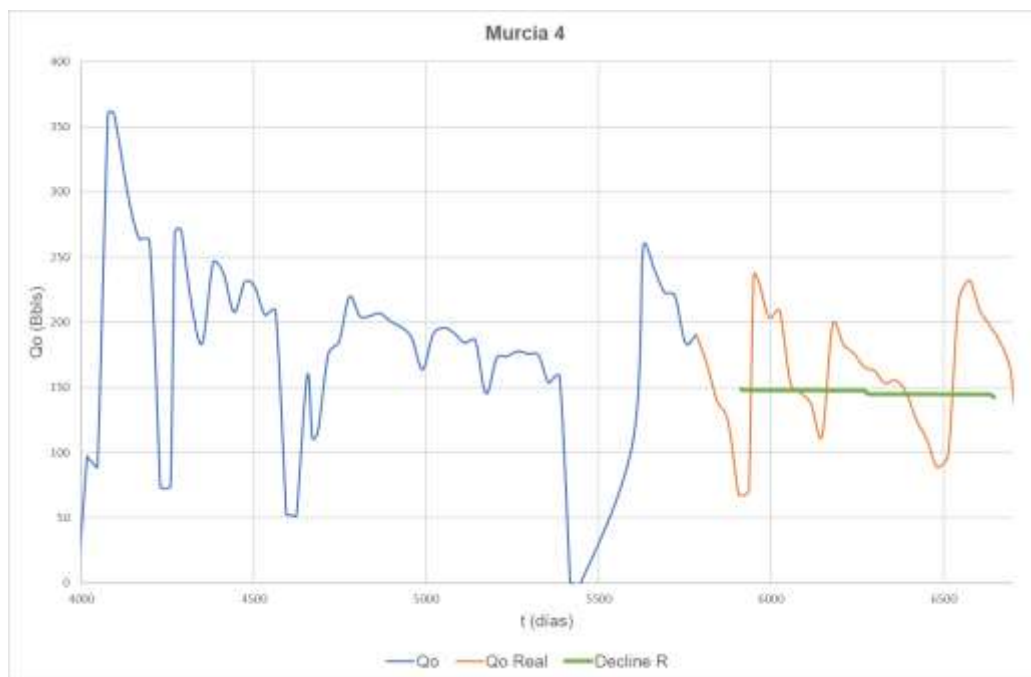


Figura 48. Predicción pozo Murcia 4, Software Decline R.

A continuación, en la Figura 45 se presentan las comparaciones de las 3 predicciones para el pozo Murcia 4.

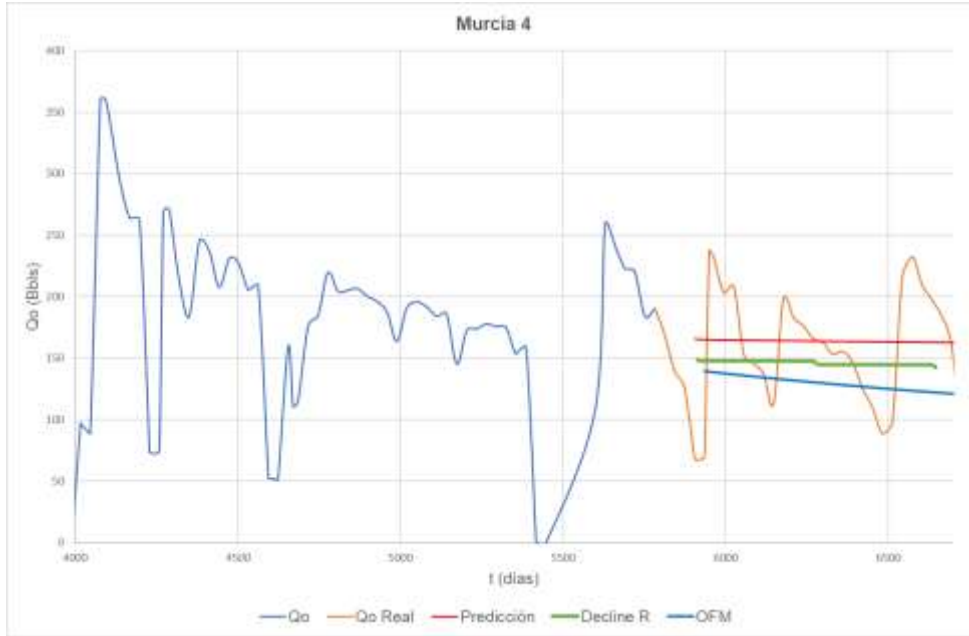


Figura 49. Predicciones de producción del pozo Murcia 4.

Se realizó el cálculo del porcentaje de error relativo entre los datos de producción reales del pozo Murcia 4 y las predicciones realizadas con cada tipo de modelo (Predicción, Decline R y OFM), los resultados son presentados en la Tabla 21.

% Error medio				
tiempo	Días	Modelos		
		Predicción	Decline R	OFM
5900	90	31.08	22.15	23.04
5990	180	30.39	21.29	21.44
6170	360	29.03	19.58	18.32
6530	720	26.39	16.29	12.42
6800	990	24.04	13.39	9.89

Figura 50. Porcentaje de error de los modelos empleados en la predicción del pozo Murcia4

El análisis de los resultados será presentado en el siguiente capítulo.

## 9. Análisis de resultados

Para el análisis propuesto en el presente trabajo, se realizó una estimación de la tasa de producción futura de un pozo de aceite negro, con régimen de flujo pseudoestable y donde el tipo de yacimiento es volumétrico, es decir, sin entrada de agua o métodos de inyección de fluidos para el recobro mejorado. La estimación de estos pronósticos fue desarrollada por medio de software comercial y un modelo que involucra las propiedades de la roca y el fluido.

Al seleccionar los cuatro pozos de un campo colombiano por la cantidad y calidad de información que estos presentaban, se procedió a suministrar la información en los diferentes programas computacionales y del modelo, omitiendo la información de los últimos años según el caso. Posteriormente, se realizaron los pronósticos para estos periodos de tiempo, fraccionándolos en intervalos de 90, 180, 360, 720 y 1050 días, con el fin de cuantificar la variación del porcentaje de error de cada modelo en el tiempo.

Los errores obtenidos se presentaron anteriormente y se muestran a continuación de manera gráfica.

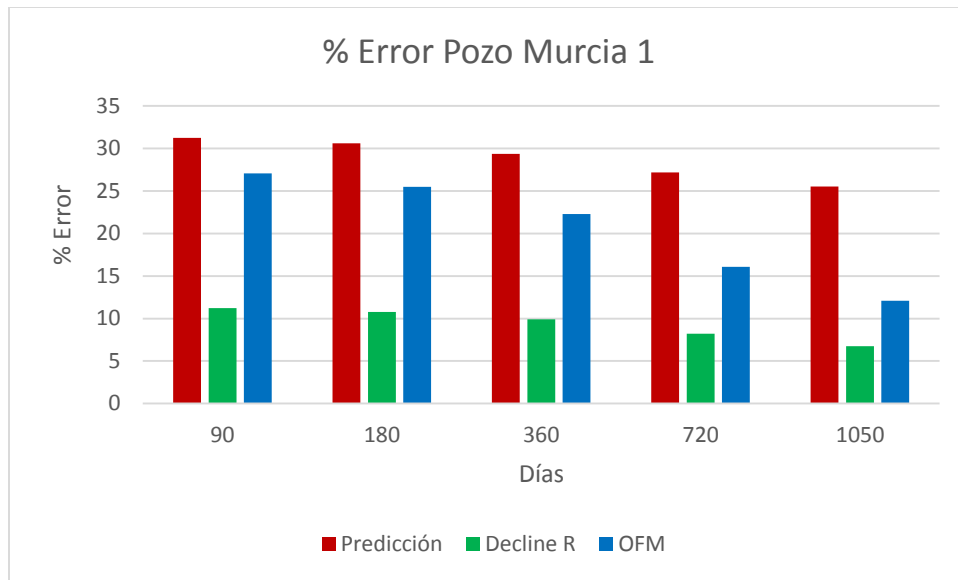


Figura 51. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 1

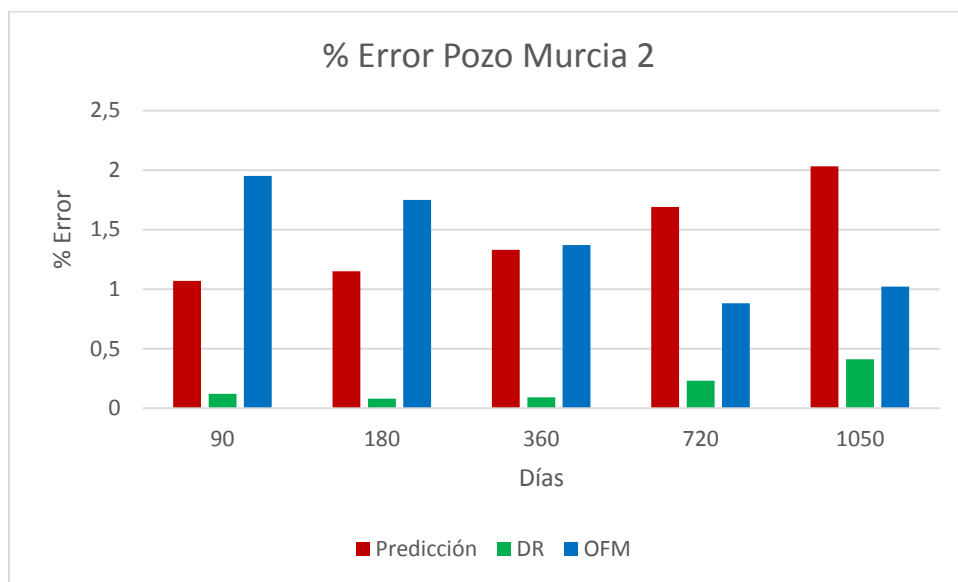


Figura 52. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 2

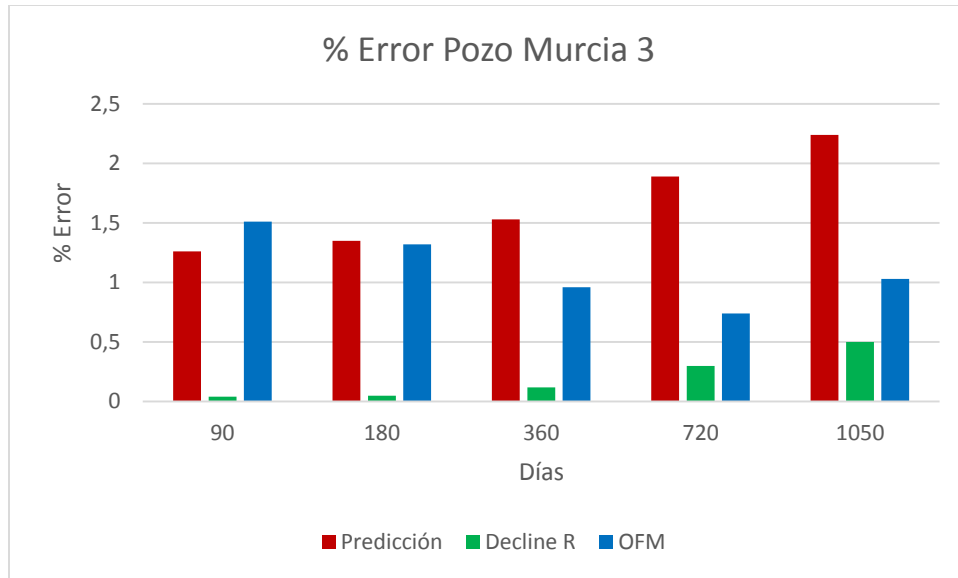


Figura 53. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 3

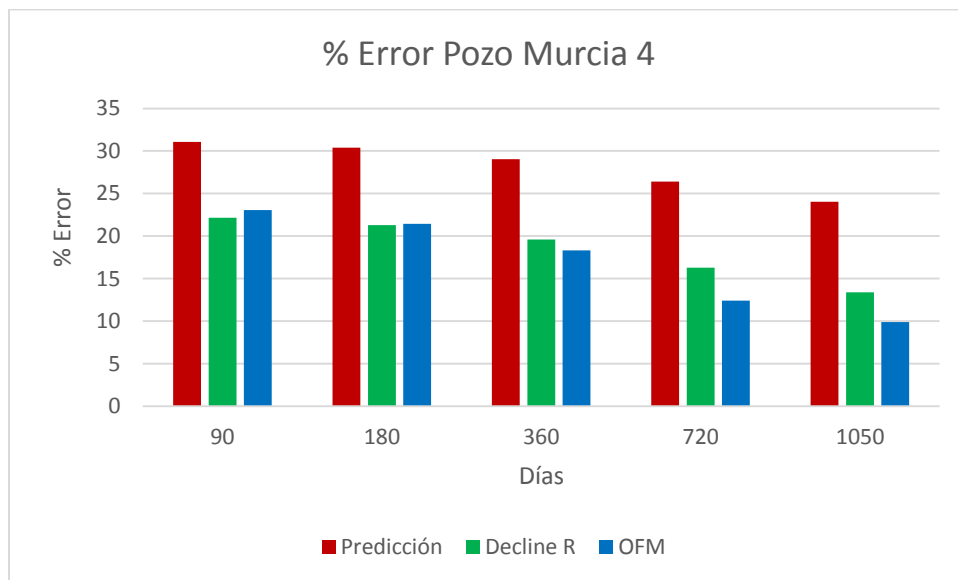


Figura 54. Porcentaje de error de los modelos en el pozo Murcia 4

Como se evidenció en las Figuras 47 y 48 de los pozos Murcia 2 y 3, las tres predicciones tuvieron un porcentaje de error menor al 2.25%, por el contrario, en las Figuras 46 y 49 de los pozos Murcia 1 y 4, las predicciones tuvieron porcentajes de error entre el 10 y el 30%. Estos

resultados se relacionan con el comportamiento de los pozos, debido a que los pozos Murcia 2 y 3 presentan continuidad por periodos largos de tiempo y los pozos Murcia 1 y 2 presentaron alteraciones representativas en el cambio del comportamiento de la producción.

## 10. Conclusiones

La generación de pronósticos de producción mediante simulación numérica de yacimientos con base en modelos Black Oil presentará un comportamiento de declinación exponencial.

El análisis de sensibilidad evaluado por medio del coeficiente de correlación establece que los parámetros de mayor incidencia en la tasa de declinación de un pozo son: el tipo de fluido y el valor de permeabilidad de la roca con valores de 0.59 y 0.39 respectivamente. Mientras que la porosidad, la mojabilidad y la relación de  $K_v/K_h$  no generan impactos significativos en la tasa de declinación de un pozo con valores entre 0.03 y 0.16.

Las propiedades de la roca y el fluido están directamente relacionadas con el comportamiento de la depleción del pozo y estas pueden ser determinadas por medio del análisis de Balance de Materiales.

Es indispensable contar con la información requerida, ya que si alguna variable es desconocida esta puede ser determinada por medio de correlaciones, pero genera un grado de incertidumbre al ajuste del modelo.

El modelo predictivo propuesto en el presente trabajo representa la tendencia de la caída de la tasa de producción en el tiempo, pero su porcentaje de error promedio en las predicciones de los pozos Murcia 2 y 3 fue del 1.23%. Mientras que para los pozos Murcia 1 y 4 fue del 16%.

Si el pozo presenta variaciones significativas por largos periodos de tiempo altera el comportamiento de la depleción normal del pozo y por ende genera distorsión en el ajuste y resultados del modelo.

## 11. Recomendaciones

Se recomienda plantear un nuevo diseño experimental que involucre diferentes variables a las mencionadas en este trabajo y comparar su incidencia en la tasa de declinación.

Si se cuenta con un estudio petrofísico especializado se podrían comparar los resultados con las demás ecuaciones de flujo que describan el comportamiento de los fluidos en el medio poroso.

Se deben seleccionar pozos donde no se presenten variaciones significativas en la tasa de producción por largos periodos de tiempo, ya que estas podrían distorsionar los resultados y el ajuste del modelo.

Se recomienda conocer las pruebas Build Up del pozo para poder estimar el comportamiento del factor de daño (Skin) en el tiempo y así poder utilizarlo en el modelo predictivo.

Se recomienda implementar el modelo con diferentes asunciones tales como: formación de carbonatos, yacimientos naturalmente fracturados o fracturados hidráulicamente, tipos de fluidos medianos y livianos entre otras características diferentes a las evaluadas en el presente trabajo.

### Referencias Bibliográficas

- Aderemi, S. (2008). Effective use of Production Surveillance Tool in Forecasting Future Production. SPE 119732.
- Ahmed, T. H. (2016). Equations of State and PVT Analysis, Applications for Improved Reservoir Modelling (2<sup>nd</sup> ed); Boston: Gulf Professional Publishing.
- Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). Performance of Oil Reservoirs. En Advanced Reservoir Management and Engineering (pp. 433-483).
- Arnold, A., Anderson, R. (1908). Preliminary Report on Coalinga Oil District. U.S. Geological Survey Bulletin
- Arps, J.J. (1945). Analysis of Decline Curves. Trans, AIME.
- Beggs, H. D., Robinson, J. R. (1975). Estimating the viscosity of crude oils systems. J. Pet. Technol. 27(9), 1140 – 1141.
- Chew, J., Connally Jr., C.A. (1959). A viscosity correlation for gas-saturated crude oils. Trans. AIME 216, 23 – 25.
- Cuttler, W.W.. Jr. (1924). Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves. U.S. Bureau of Mines Bulletin.
- Dake, L.P. (1994). The practice of reservoirs engineering. Elsevier. Amsterdam.
- Darcy, H. (1856). Les fontaines publiques de la ville de Dijon. París. Victor Dalmont.

De Ferrer, M. P (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data S.A.

De Ferrer, M.P. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro.

Ergun, S. (1952). Fluid Flow Through Packed Columns. Chem. Eng. Prog. 48(2): 89 – 94.

Fetkovich, M. J. (1980, June 1). Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/4629-PA

Fetkovich, M. J. (Junio 1 de 1980). Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/4629-PA

Fetkovich, M.J. (1980). Decline Curves Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers.

Fetkovich, M.J., Fetkovich, E.J., Fetkovich, M.D. (1994). Useful Concepts for Decline-curve forecasting. Reserve Estimation and Analysis. New Orleans: Society of Petroleum Engineers.

Forchheimer, P. (1901). Wasserbewegung durch bode. Zeitschrift des Vereines Deutschr Ingenieure, 45, 1782 – 1788.

Geertsma, J. (1974). Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media. SOC. Petrol. Engr, pp. 445 – 450.

Gentry, R. (1972). Decline Curve Analysis. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers.

Hirasaki, G.J. Estimation of reservoir parameters by history matching oil displacement by water or gas. United States. P10

Johnson, R.H., Bollens, A.L. (1927) The Loss Ratio Method of Extrapolating Oil Well Decline Curves. Trans, AIME.

- Lahura, E. (2003). EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN Y CORRELACIONES ESPÚRREAS.
- Levorsen, A.I.(1973) Geología del petróleo. Universidad de Buenos Aires. 252-267.
- Macdonald, I. F., El-Sayed, M. S., Mow, K., & Dullien, F. A. L. (1979). Flow through Porous Media-the Ergun Equation Revisited. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 18(3), 199-208.
- Mao, D., Karanikas, J. M., Fair, P. S., Prodan, I. D., & Wong, G. K. (2016). A Different Perspective on the Forchheimer and Ergun Equations. *SPE Journal*, 21(05), 1501-1507.
- Montes, E. (2016). Modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander
- Montes, E., Calvete, F., y Mantilla C. (2016). Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 14(1), p. 79-88.
- Morales, E. (2001) Introducción a la Econometría. Quito: Ministerio de Educación y Cultura del Ecuador.
- Murcia, C. (2018 septiembre). Incidencia de las propiedades petrofísicas y de fluido en la tasa de declinación de un pozo de petróleo. En A. Fiallo (Presidencia), *Semana Internacional de la ciencia: Retos del siglo XXI*. Congreso dirigido por la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Nind, T.E.W. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*, 2 ed. Ontario: Limusa. P 54
- Ortiz, A., Carrillo, L., y Rojas, J. (2017). Metodología experimental para la estimación de permeabilidades relativas en dos y tres fases por medio de ajuste histórico. *El Reventón Energético*, 15(1), p. 75-85.

- Palacio, J. Blasingame, T. (1993). Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers.
- Petrosky Jr., G., Farshad, F., (1993). Pressure-volume-temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Poston, Steven. POE, Bobby. Analysis of Production Decline Curves. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008.
- Slider, H.C. (1968). Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers.
- Soto, R., García, J., Torres, F., Pérez, G., y Groff, F. (2002). Metodología para la integración de modelos petrofísicos, datos dinámicos de producción y modelo de fluidos, en la caracterización de yacimientos. Revista fuentes 2(1), p. 16-31.
- Spiegel, M. Stephens, L. (2009). Estadística, 4 ed. México: McGraw Hill
- Standing, M. B., (1947). A pressure – volume – temperature correlation for mixtures of California oils and gases. Drilling and Production Practice. API, Washington, D.C, pp. 275 – 287.
- Standing, M. B., (1981). Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, ninth ed. Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX.
- Walsh, M, & Lake, L W. (2003) A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Netherlands.

## Apéndices

### Apéndice A. Instructivos técnicos base

Los procedimientos técnicos de ensayo para restauración de Mojabilidad preferencial, permeabilidades relativas agua-aceite en estado no estable; describen los pasos que se deben seguir para obtener cada uno de los parámetros de interés. Los cuales son presentados a continuación.

#### **RESTAURACIÓN DE MOJABILIDAD PREFERENCIAL**

El procedimiento técnico de ensayo para la restauración de Mojabilidad describe los pasos para llevar la muestra de roca para estudios de petrofísica especial a las condiciones de Mojabilidad original.

Las pruebas para la determinación de la permeabilidad absoluta y efectiva a saturación de agua irreducible se llevaron a cabo, utilizando el permeámetro de estado no estable, el cual está equipado con un separador bifásico, donde se contabiliza por medio de una interface crudo-salmuera sintética el volumen de agua recuperado de la muestra para determinar su saturación de agua irreducible.

Posteriormente las muestras son llevadas al equipo restaurador de Mojabilidad donde se desplaza dos volúmenes porosos diarios de crudo deshidratado y filtrado a condiciones de presión y temperatura de yacimiento por un periodo de quince días. El crudo desplazado se recoge en zanahorias o peras de 100 ml, se centrifugan para determinar el volumen de agua recuperada y se determinar nuevamente la saturación de agua irreducible pos-restauración de la Mojabilidad.

Se siguió el Procedimiento Técnico de Ensayo GTN-I-152, el cual esta soportado por la norma Recommended Practice API RP 40 February 1998 y los artículos SPE 13932 parte 1, SPE 5634, y el artículo técnico Relative Permeability Measurements Using Reservoir Fluids, Necmettin Mungan (Society of Petroleum Engineers Journal, página 399) y ajustado al procedimiento de operación del equipo GTN-I-443.

#### **PERMEAB. RELATIVA AGUA-ACEITE ESTADO NO ESTABLE @ TY Y PY**

Para la ejecución de esta prueba se sigue el procedimiento técnico de ensayo GTN-I-429, a partir de métodos indirectos de acuerdo a Recommended Practice API RP 40 February 1998, Norma ASTM D 1071-83 (Reapproved 2003) y art. AIME vol. 192/1951 págs. 47 – 56, a temperatura y presión de yacimiento, en estado restaurado. Este ensayo es llevado a cabo en dos etapas, la primera comprende la preparación de la muestra, y la segunda es la medida del tiempo de flujo y diferencial de presión durante el ‘Waterflooding’ (inundación con agua), llevado a cabo en el equipo permeámetro equipado con separador bifásico para la cuantificación de fluidos efluentes durante el desarrollo de la prueba. El procedimiento técnico de operación del equipo permeámetro es descrito en el documento GTN-I-429.

Para la interpretación de los resultados se aplican diferentes metodologías como Corey y JBN para efectos comparativos. El mejor ajuste de los datos experimentales para la generación de las curvas de permeabilidad relativa se realiza con el software especializado Sendra<sup>®</sup>

**Apéndice B Resultados simulación numérica de yacimientos.**

<b>Caso</b>	<b>API</b>	<b>Mojabilidad</b>	<b>Permeabilidad</b>	<b>KV/KH</b>	<b>Porosidad</b>	<b>D</b>
<b>1</b>	13	57	200	0.3	0.1	0.08876808
<b>2</b>	13	57	200	0.3	0.15	0.08544253
<b>3</b>	13	57	200	0.3	0.22	0.08069574
<b>4</b>	13	57	200	0.5	0.1	0.08944677
<b>5</b>	13	57	200	0.5	0.15	0.08549192
<b>6</b>	13	57	200	0.5	0.22	0.0807211
<b>7</b>	13	57	200	0.8	0.1	0.08953925
<b>8</b>	13	57	200	0.8	0.15	0.08553503
<b>9</b>	13	57	200	0.8	0.22	0.08073774
<b>10</b>	13	57	700	0.3	0.1	0.09866096
<b>11</b>	13	57	700	0.3	0.15	0.09537557
<b>12</b>	13	57	700	0.3	0.22	0.09274869
<b>13</b>	13	57	700	0.5	0.1	0.09950441
<b>14</b>	13	57	700	0.5	0.15	0.0956058
<b>15</b>	13	57	700	0.5	0.22	0.09287979
<b>16</b>	13	57	700	0.8	0.1	0.09995031
<b>17</b>	13	57	700	0.8	0.15	0.09592805
<b>18</b>	13	57	700	0.8	0.22	0.09305725
<b>19</b>	13	57	1500	0.3	0.1	0.14241766
<b>20</b>	13	57	1500	0.3	0.15	0.10518296
<b>21</b>	13	57	1500	0.3	0.22	0.09880071
<b>22</b>	13	57	1500	0.5	0.1	0.1431005
<b>23</b>	13	57	1500	0.5	0.15	0.10569532
<b>24</b>	13	57	1500	0.5	0.22	0.0991484

Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
25	13	57	1500	0.8	0.1	0.14330323
26	13	57	1500	0.8	0.15	0.10604386
27	13	57	1500	0.8	0.22	0.09963972
28	13	46	200	0.3	0.1	0.09050551
29	13	46	200	0.3	0.15	0.08742848
30	13	46	200	0.3	0.22	0.08263576
31	13	46	200	0.5	0.1	0.09060967
32	13	46	200	0.5	0.15	0.08745255
33	13	46	200	0.5	0.22	0.08263763
34	13	46	200	0.8	0.1	0.09075308
35	13	46	200	0.8	0.15	0.08716782
36	13	46	200	0.8	0.22	0.08265228
37	13	46	700	0.3	0.1	0.09809264
38	13	46	700	0.3	0.15	0.09526294
39	13	46	700	0.3	0.22	0.09329106
40	13	46	700	0.5	0.1	0.09821076
41	13	46	700	0.5	0.15	0.09527265
42	13	46	700	0.5	0.22	0.09335927
43	13	46	700	0.8	0.1	0.09825061
44	13	46	700	0.8	0.15	0.09545573
45	13	46	700	0.8	0.22	0.09349326
46	13	46	1500	0.3	0.1	0.14030593
47	13	46	1500	0.3	0.15	0.10327892
48	13	46	1500	0.3	0.22	0.097744
49	13	46	1500	0.5	0.1	0.14053629
50	13	46	1500	0.5	0.15	0.10316888
51	13	46	1500	0.5	0.22	0.09798607
52	13	46	1500	0.8	0.1	0.14083837
53	13	46	1500	0.8	0.15	0.10311818
54	13	46	1500	0.8	0.22	0.09786753

Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
55	13	50	200	0.3	0.1	0.08958438
56	13	50	200	0.3	0.15	0.08565465
57	13	50	200	0.3	0.22	0.08070811
58	13	50	200	0.5	0.1	0.08973132
59	13	50	200	0.5	0.15	0.08572983
60	13	50	200	0.5	0.22	0.08073003
61	13	50	200	0.8	0.1	0.08995472
62	13	50	200	0.8	0.15	0.08583028
63	13	50	200	0.8	0.22	0.08076019
64	13	50	700	0.3	0.1	0.09815272
65	13	50	700	0.3	0.15	0.09525721
66	13	50	700	0.3	0.22	0.09281398
67	13	50	700	0.5	0.1	0.09825968
68	13	50	700	0.5	0.15	0.09538872
69	13	50	700	0.5	0.22	0.09296422
70	13	50	700	0.8	0.1	0.09833186
71	13	50	700	0.8	0.15	0.09543959
72	13	50	700	0.8	0.22	0.09308871
73	13	50	1500	0.3	0.1	0.14150305
74	13	50	1500	0.3	0.15	0.10428837
75	13	50	1500	0.3	0.22	0.09782632
76	13	50	1500	0.5	0.1	0.14195359
77	13	50	1500	0.5	0.15	0.10435795
78	13	50	1500	0.5	0.22	0.09792604
79	13	50	1500	0.8	0.1	0.14179069
80	13	50	1500	0.8	0.15	0.10426548
81	13	50	1500	0.8	0.22	0.09799212
82	25	57	200	0.3	0.1	0.14849697
83	25	57	200	0.3	0.15	0.09670398
84	25	57	200	0.3	0.22	0.09226

Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
85	25	57	200	0.5	0.1	0.14971905
86	25	57	200	0.5	0.15	0.09715193
87	25	57	200	0.5	0.22	0.09233259
88	25	57	200	0.8	0.1	0.15120251
89	25	57	200	0.8	0.15	0.09789731
90	25	57	200	0.8	0.22	0.09249742
91	25	57	700	0.3	0.1	0.19231742
92	25	57	700	0.3	0.15	0.15321627
93	25	57	700	0.3	0.22	0.15893627
94	25	57	700	0.5	0.1	0.24724817
95	25	57	700	0.5	0.15	0.15461026
96	25	57	700	0.5	0.22	0.16078521
97	25	57	700	0.8	0.1	0.25921664
98	25	57	700	0.8	0.15	0.15554954
99	25	57	700	0.8	0.22	0.16203418
100	25	57	1500	0.3	0.1	0.42542194
101	25	57	1500	0.3	0.15	0.29553536
102	25	57	1500	0.3	0.22	0.18325349
103	25	57	1500	0.5	0.1	0.48839116
104	25	57	1500	0.5	0.15	0.33207676
105	25	57	1500	0.5	0.22	0.24278837
106	25	57	1500	0.8	0.1	0.47519161
107	25	57	1500	0.8	0.15	0.33838229
108	25	57	1500	0.8	0.22	0.24501965
109	25	46	200	0.3	0.1	0.10712717
110	25	46	200	0.3	0.15	0.09935409
111	25	46	200	0.3	0.22	0.09424616
112	25	46	200	0.5	0.1	0.10875045
113	25	46	200	0.5	0.15	0.1003097
114	25	46	200	0.5	0.22	0.09453946

Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
115	25	46	200	0.8	0.1	0.10998778
116	25	46	200	0.8	0.15	0.10127598
117	25	46	200	0.8	0.22	0.09503382
118	25	46	700	0.3	0.1	0.19950343
119	25	46	700	0.3	0.15	0.16245351
120	25	46	700	0.3	0.22	0.16203081
121	25	46	700	0.5	0.1	0.18228261
122	25	46	700	0.5	0.15	0.16238144
123	25	46	700	0.5	0.22	0.16280936
124	25	46	700	0.8	0.1	0.17764468
125	25	46	700	0.8	0.15	0.16221977
126	25	46	700	0.8	0.22	0.16342302
127	25	46	1500	0.3	0.1	0.20450517
128	25	46	1500	0.3	0.15	0.20658168
129	25	46	1500	0.3	0.22	0.19252265
130	25	46	1500	0.5	0.1	-1.3418348
131	25	46	1500	0.5	0.15	0.20232576
132	25	46	1500	0.5	0.22	0.17968779
133	25	46	1500	0.8	0.1	0.24547137
134	25	46	1500	0.8	0.15	0.20499625
135	25	46	1500	0.8	0.22	0.17425272
136	25	50	200	0.3	0.1	0.15411819
137	25	50	200	0.3	0.15	0.09937636
138	25	50	200	0.3	0.22	0.09356718
139	25	50	200	0.5	0.1	0.15558528
140	25	50	200	0.5	0.15	0.10047148
141	25	50	200	0.5	0.22	0.09410758
142	25	50	200	0.8	0.1	0.15651019
143	25	50	200	0.8	0.15	0.1015484
144	25	50	200	0.8	0.22	0.09479097

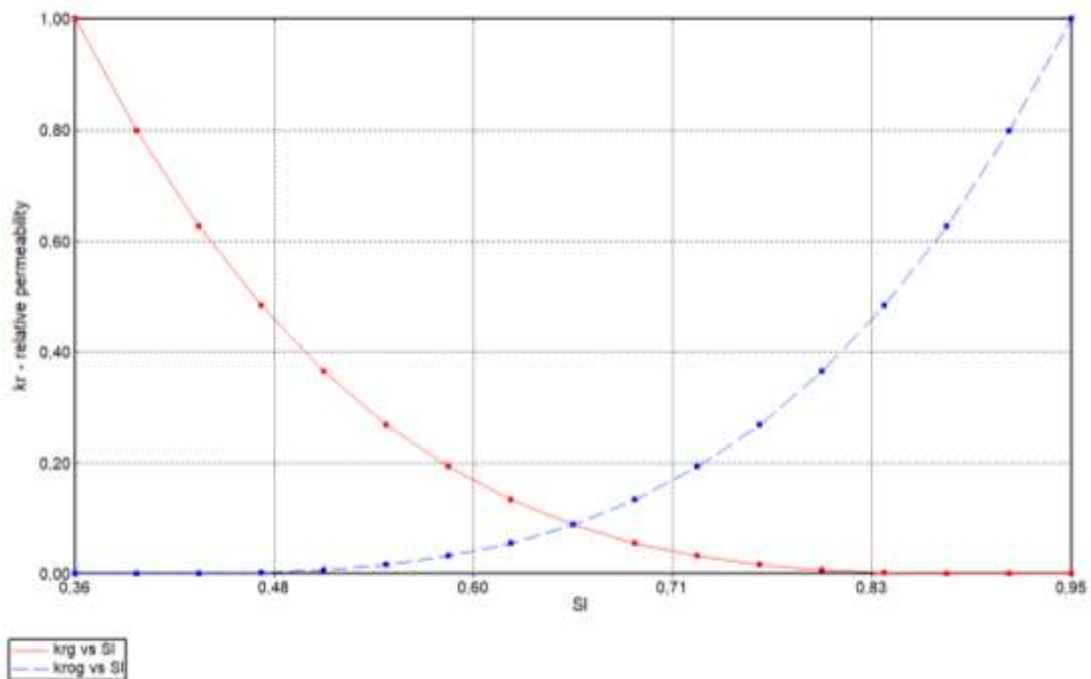
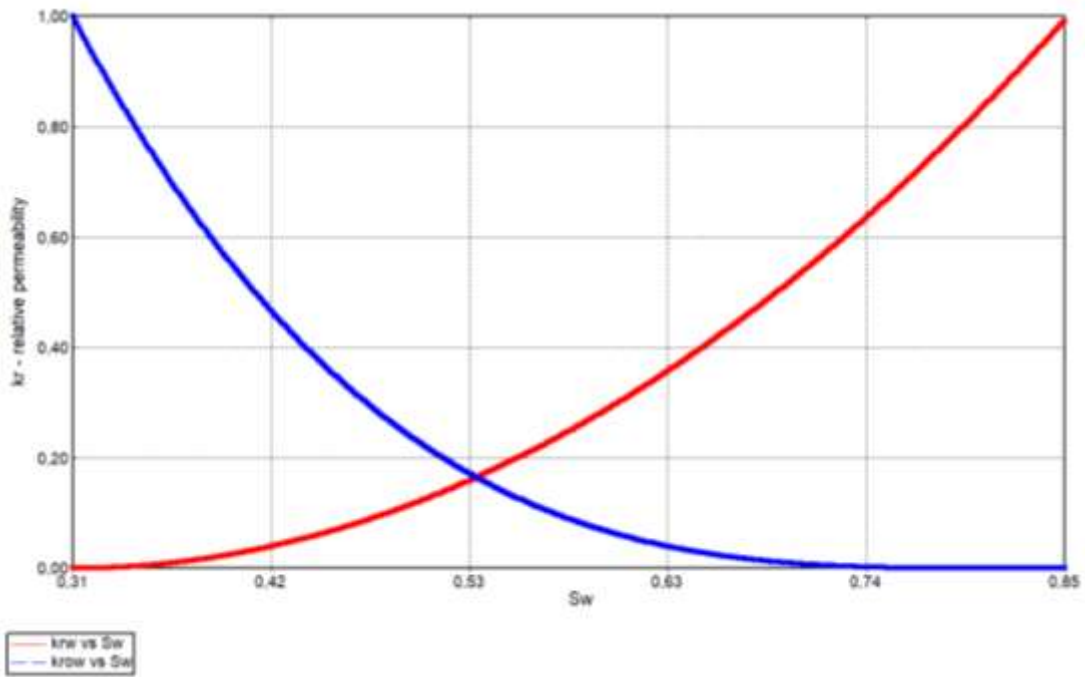
Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
145	25	50	700	0.3	0.1	0.38025983
146	25	50	700	0.3	0.15	0.20105348
147	25	50	700	0.3	0.22	0.16341294
148	25	50	700	0.5	0.1	0.32429227
149	25	50	700	0.5	0.15	0.24462975
150	25	50	700	0.5	0.22	0.16481939
151	25	50	700	0.8	0.1	0.33550099
152	25	50	700	0.8	0.15	0.24300807
153	25	50	700	0.8	0.22	0.165807
154	25	50	1500	0.3	0.1	0.62081899
155	25	50	1500	0.3	0.15	1.3514641
156	25	50	1500	0.3	0.22	0.33153411
157	25	50	1500	0.5	0.1	0.78095928
158	25	50	1500	0.5	0.15	0.87345692
159	25	50	1500	0.5	0.22	0.33656645
160	25	50	1500	0.8	0.1	1.13368816
161	25	50	1500	0.8	0.15	0.44443621
162	25	50	1500	0.8	0.22	0.32905778
163	34	57	200	0.3	0.1	0.20637716
164	34	57	200	0.3	0.15	0.22064123
165	34	57	200	0.3	0.22	0.32378016
166	34	57	200	0.5	0.1	0.20892802
167	34	57	200	0.5	0.15	0.22186374
168	34	57	200	0.5	0.22	0.32432901
169	34	57	200	0.8	0.1	0.21003736
170	34	57	200	0.8	0.15	0.20944272
171	34	57	200	0.8	0.22	0.32488066
172	34	57	700	0.3	0.1	0.51405425
173	34	57	700	0.3	0.15	0.33717771
174	34	57	700	0.3	0.22	0.21533045

Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
175	34	57	700	0.5	0.1	0.5565628
176	34	57	700	0.5	0.15	0.35670605
177	34	57	700	0.5	0.22	0.22499227
178	34	57	700	0.8	0.1	0.56682076
179	34	57	700	0.8	0.15	0.37146805
180	34	57	700	0.8	0.22	0.23572983
181	34	57	1500	0.3	0.1	1.04415132
182	34	57	1500	0.3	0.15	0.66552114
183	34	57	1500	0.3	0.22	0.54191637
184	34	57	1500	0.5	0.1	1.07654991
185	34	57	1500	0.5	0.15	0.66534192
186	34	57	1500	0.5	0.22	0.52445732
187	34	57	1500	0.8	0.1	1.08727809
188	34	57	1500	0.8	0.15	0.70735904
189	34	57	1500	0.8	0.22	0.56294025
190	34	46	200	0.3	0.1	0.22384307
191	34	46	200	0.3	0.15	0.23944791
192	34	46	200	0.3	0.22	0.27325465
193	34	46	200	0.5	0.1	0.22559421
194	34	46	200	0.5	0.15	0.2414921
195	34	46	200	0.5	0.22	0.26047472
196	34	46	200	0.8	0.1	0.22661097
197	34	46	200	0.8	0.15	0.24386784
198	34	46	200	0.8	0.22	0.26162305
199	34	46	700	0.3	0.1	0.53950257
200	34	46	700	0.3	0.15	0.38781219
201	34	46	700	0.3	0.22	0.23759706
202	34	46	700	0.5	0.1	0.53997222
203	34	46	700	0.5	0.15	0.38783367
204	34	46	700	0.5	0.22	0.28261633

Caso	API	Mojabilidad	Permeabilidad	KV/KH	Porosidad	D
205	34	46	700	0.8	0.1	0.37386174
206	34	46	700	0.8	0.15	0.40266698
207	34	46	700	0.8	0.22	0.29360363
208	34	46	1500	0.3	0.1	0.99357262
209	34	46	1500	0.3	0.15	0.95719536
210	34	46	1500	0.3	0.22	0.52700741
211	34	46	1500	0.5	0.1	1.09624117
212	34	46	1500	0.5	0.15	0.99066333
213	34	46	1500	0.5	0.22	0.50355723
214	34	46	1500	0.8	0.1	0.58523529
215	34	46	1500	0.8	0.15	0.48346151
216	34	46	1500	0.8	0.22	0.37327831
217	34	50	200	0.3	0.1	0.23297988
218	34	50	200	0.3	0.15	0.22462051
219	34	50	200	0.3	0.22	0.32813463
220	34	50	200	0.5	0.1	0.23404206
221	34	50	200	0.5	0.15	0.22591245
222	34	50	200	0.5	0.22	0.32948937
223	34	50	200	0.8	0.1	0.23470124
224	34	50	200	0.8	0.15	0.21209178
225	34	50	200	0.8	0.22	0.33028017
226	34	50	700	0.3	0.1	0.52940934
227	34	50	700	0.3	0.15	0.36068555
228	34	50	700	0.3	0.22	0.22008871
229	34	50	700	0.5	0.1	0.3900259
230	34	50	700	0.5	0.15	0.29695526
231	34	50	700	0.5	0.22	0.22668358
232	34	50	700	0.8	0.1	0.38454771
233	34	50	700	0.8	0.15	0.24728381
234	34	50	700	0.8	0.22	0.22511462

<b>Caso</b>	<b>API</b>	<b>Mojabilidad</b>	<b>Permeabilidad</b>	<b>KV/KH</b>	<b>Porosidad</b>	<b>D</b>
<b>235</b>	34	50	1500	0.3	0.1	1.07300643
<b>236</b>	34	50	1500	0.3	0.15	0.65023879
<b>237</b>	34	50	1500	0.3	0.22	0.54054654
<b>238</b>	34	50	1500	0.5	0.1	0.78952351
<b>239</b>	34	50	1500	0.5	0.15	0.48231709
<b>240</b>	34	50	1500	0.5	0.22	0.36812465
<b>241</b>	34	50	1500	0.8	0.1	0.78038664
<b>242</b>	34	50	1500	0.8	0.15	0.4671058
<b>243</b>	34	50	1500	0.8	0.22	0.35338765

Apéndice C. Propiedades de la roca (curvas de permeabilidad relativa)



PROPIEDADES DEL FLUIDO

