

**GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN EN LOS  
PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE CAMPOS EN PRODUCCIÓN**

**BERLLY PERALTA BONILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN EN LOS  
PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE CAMPOS EN PRODUCCIÓN**

**BERLLY PERALTA BONILLA**

**Trabajo de monografía para optar al título de Especialista en Producción de  
Hidrocarburos**

**Director**

**M.SC. Jorge Torres Gutiérrez**

**Ecopetrol S.A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **AGRADECIMIENTOS**

Primero que todo deseo dar especiales agradecimientos al Ing. Jorge Torres Gutiérrez, Director de la presente monografía por sus valiosas orientaciones, dedicación y contribución a este trabajo.

A Julián Sanabria, Ingeniero Industrial, quien con su conocimiento en las áreas de programación y volumétrica, aportó un considerable esfuerzo en la herramienta informática para el cálculo de los pronósticos mediante curvas de declinación.

Igualmente, a la empresa Ecopetrol S.A por el tiempo concedido para el desarrollo de la Especialización.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. CONCEPTOS TEÓRICOS	19
1.1 TIPOS DE FLUIDO EN EL YACIMIENTO	19
1.1.1 Petróleo Negro ( <i>Black Oil</i> )	19
1.1.2 Petróleo Volátil ( <i>Volatile Oil</i> )	20
1.1.3 Gas condensado (retrógrados) ( <i>Retrograde Gas</i> )	21
1.1.4 Gas húmedo ( <i>Wet gas</i> )	22
1.1.5 Gas seco ( <i>Dry gas</i> )	23
1.2 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN EN EL YACIMIENTO	24
1.2.1 Expansión de la roca y de los fluidos ( <i>Rock and fluid expansion drive</i> )	24
1.2.2 Empuje por gas en solución ( <i>Solution gas drive</i> )	25
1.2.3 Empuje por capa de gas ( <i>Gas-cap drive</i> )	26
1.2.4 Segregación gravitacional ( <i>Gravity drainage drive</i> )	26
1.2.5 Empuje por agua ( <i>Water-drive reservoir</i> )	27
1.3 REGÍMENES DE FLUJO EN EL YACIMIENTO	28
1.3.1 Flujo Transiente o inestable	28
1.3.2 Flujo en Estado Estable	28
1.3.3 Flujo en estado Pseudo-Estable o semiestable	28
1.4 FUNCIÓN MATEMÁTICA	30
1.4.1 Función exponencial	30
1.4.2 Función hiperbólica	31
1.4.3 Función armónica	31
1.5 CURVAS DE DECLINACIÓN	32
1.5.1 Tipos de curvas de declinación	32
2. PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN (POP)	38
2.1 PRONÓSTICOS MEDIANTE CURVAS TIPO	39
2.2 COMPARACIÓN POP INICIAL Y FINAL CON MÉTODO ACTUAL	45
2.3 VALIDACIÓN DE POP MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN	49

2.3.1 Análisis estadístico de las diferencias entre el POP por método actual y el POP mediante curvas de declinación	60
3. PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN (POP) BASADOS EN CURVAS DE DECLINACIÓN	66
4. HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA CALCULAR PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN (POP) BASADOS EN CURVAS DE DECLINACIÓN	69
5. IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA CALCULAR POP EN UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO	73
6. CONCLUSIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	80

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de fases para el petróleo negro	20
Figura 2. Diagrama de fases para el petróleo volátil	21
Figura 3. Diagrama de fases para el gas retrógrado	22
Figura 4. Diagrama de fases para el gas húmedo	23
Figura 5. Diagrama de fases para el gas seco	23
Figura 6. Estados de expansión de la roca	25
Figura 7. Empuje por gas en solución	25
Figura 8. Empuje por capa de gas	26
Figura 9. Segregación gravitacional	26
Figura 10. Empuje por agua	27
Figura 11. Bosquejo de un yacimiento con una constante presión de frontera (Flujo en estado estable)	29
Figura 12. Bosquejo de un yacimiento con una frontera de no flujo (Flujo en estado pseudo-estable o semiestable)	29
Figura 13. Gráfica de función exponencial	30
Figura 14. Gráfica de función hiperbólica	31
Figura 15. Gráfica de función armónica	31
Figura 16. Ilustración de curva tipo	33
Figura 17. Curva de declinación tasa/tiempo (exponencial, armónica e hiperbólica)	36
Figura 18. Datos históricos producción vs tiempo del campo No.5 graficados en escala logarítmica	40
Figura 19. Datos históricos producción vs tiempo (promedio mes-día) del campo No.21 graficados en escala logarítmica	41
Figura 20. Datos históricos producción vs tiempo (diarios) del campo No.21 graficados en escala logarítmica	42
Figura 21. Gráfica de datos históricos sobre curva tipo	42

Figura 22. Gráfica comparando producción real vs curva tipo campo No.5 (producción promedio mes-día)	44
Figura 23. Gráfica comparando producción real vs curva tipo campo No.21 (producción promedio mes-día)	44
Figura 24. Gráfica comparando producción real vs curva tipo campo No.21 (datos diarios de producción en un intervalo de tiempo dado)	45
Figura 25. Variación mes a mes del POP inicial 2013, para el campo No.2	46
Figura 26. Variación mes a mes del POP inicial 2013, para el campo No.7	46
Figura 27. Variación mes a mes del POP inicial 2013, para el campo No.12	47
Figura 28. POP inicial 2013 vs POP final 2013 para el campo No.2	47
Figura 29. POP inicial 2013 vs POP final 2013 para el campo No.7	48
Figura 30. POP inicial 2013 vs POP final 2013 para el campo No.12	48
Figura 31. Gráfica semilog para campo No.1 correspondiente al grupo a.	50
Figura 32. Gráfica logarítmica para campo No.1 correspondiente al grupo a.	51
Figura 33. Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.1 correspondiente al grupo a.	52
Figura 34. Gráfica semilog para campo No.10 correspondiente al grupo a.	53
Figura 35. Gráfica logarítmica para campo No.10 correspondiente al grupo a.	53
Figura 36. Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.10 correspondiente al grupo a.	54
Figura 37. Gráfica semilog para campo No.22 correspondiente al grupo b.	55
Figura 38. Gráfica logarítmica para campo No.22 correspondiente al grupo b.	55
Figura 39. Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.22 correspondiente al grupo b.	56
Figura 40. Gráfica semilog para campo No.26 correspondiente al grupo c.	57
Figura 41. Gráfica logarítmica para campo No.26 correspondiente al grupo c.	57
Figura 42. Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.26 correspondiente al grupo c.	58
Figura 43. Gráfica semilog para campo No.30 correspondiente al grupo d.	59
Figura 44. Gráfica logarítmica para campo No.30 correspondiente al grupo d.	59

Figura 45. Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.30 correspondiente al grupo d.	60
Figura 46. Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.1	61
Figura 47. Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.10	61
Figura 48. Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.22	61
Figura 49. Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.26	62
Figura 50. Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.30	62
Figura 51. Desviación estándar método actual	63
Figura 52. Desviación estándar método curvas de declinación	63
Figura 53. Pestaña DATOS	69
Figura 54. Formato de celda tiempo	70
Figura 55. Pestaña PARÁMETROS	70
Figura 56. Pestaña RESUMEN	71
Figura 57. Escoger método	71
Figura 58. Pestaña REAL+PRONÓSTICO	72
Figura 59. Datos campo PROUIS	73
Figura 60. Parámetros	74
Figura 61. Actualización datos	74
Figura 62. Validación método	75
Figura 63. Elección método	75
Figura 64. Datos históricos y pronóstico	76

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.1 correspondiente al grupo a.	51
Tabla 2. Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.10 correspondiente al grupo a.	53
Tabla 3. Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.22 correspondiente al grupo b.	56
Tabla 4. Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.26 correspondiente al grupo c.	58
Tabla 5. Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.30 correspondiente al grupo d.	59
Tabla 6. Consolidado valor absoluto de error estadístico método actual	64
Tabla 7. Consolidado valor absoluto de error estadístico método curvas	65

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>Anexo A.</b> Comparación POP inicial 2013 vs POP final 2013	80
<b>Anexo B.</b> Comparación POP actual, nuevo y producción real para 31 campos	82
<b>Anexo C.</b> Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para 31 campos	93
<b>Anexo D.</b> Herramienta informática para calcular Pronósticos de producción	

## GLOSARIO

**ANÁLISIS PVT:** consiste en un conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades y su variación con la presión de los fluidos de un yacimiento de petróleo, con la finalidad de conocer el comportamiento del mismo. Este estudio relaciona tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT), los cuales son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de la producción de un yacimiento de petróleo. El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de Presión (Depleción) de un yacimiento volumétrico e isométrico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión. Durante las pruebas el volumen y la temperatura se mantienen constantes.

**BUZAMIENTO:** es el ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie de un estrato, filón o falla con su proyección sobre el plano horizontal.

**COMPRESIBILIDAD:** la compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión.

**DESVIACIÓN ESTÁNDAR:** es una medida de dispersión usada en estadística, la cual indica cuánto tienden a alejarse los valores concretos del promedio en una distribución.

**DIAGRAMA DE FASES (DOMO):** Conocido como diagramas de presión – temperatura y en el cual se representan los diferentes estados de los hidrocarburos a las condiciones del yacimiento.

**ERROR ESTADÍSTICO:** es la diferencia entre el valor de un estimador y el del parámetro correspondiente.

**FACTOR VOLÚMETRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO ( $B_o$ ):** es el volumen ocupado en el yacimiento a sus condiciones de presión y temperatura, requerido para producir un barril de petróleo en el tanque de almacenamiento, más el gas disuelto.  $B_o$  para crudo es siempre mayor que 1 porque el crudo disuelve más gas en las condiciones del yacimiento que en superficie.

**GRAVEDAD API ( $^{\circ}$ API):** es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo a condiciones estándar comparado con el agua.

°API	Clasificación
Mayores 31.1°	Petróleo liviano
Entre 22.3° y 31.1°	Petróleo intermedio
Entre 10° y 22.3°	Petróleo pesado
Menores a 10°	Petróleo extrapesado

**HIDROCARBUROS:** son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.

**MAPA ESTRUCTURAL:** es un tipo de mapa del subsuelo, cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se muestran con claridad. Su apariencia es similar a la de un mapa topográfico, salvo que este último muestra las elevaciones de la superficie terrestre en tanto que un mapa estructural exhibe la elevación de una determinada capa de roca, generalmente por debajo de la superficie.

**PERMEABILIDAD:** La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad.

**POROSIDAD:** es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

**PRESIÓN CRICONDEMBÁRICA:** presión máxima alcanzada por el domo o envolvente en el diagrama de fases y corresponde aquella presión por encima de la cual sin importar la temperatura en el yacimiento no puede formarse gas.

**PUNTO CRÍTICO:** punto de presión y temperatura en el yacimiento donde las propiedades del líquido y del gas llegan a ser idénticas.

**PUNTO DE BURBUJA:** es la presión a la cual el petróleo libera la primera burbuja de gas previamente disuelto en él.

**PUNTO DE ROCÍO:** es la presión y temperatura a la cual el gas se condensa produciendo una pequeña gota de líquido.

**RB:** sigla para reservoir barrel, barriles en el yacimiento. Es una unidad de medida para el petróleo a condiciones de presión y temperatura en el yacimiento.

**RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (GOR o RGL):** es la cantidad de gas que sale del petróleo, a medida que éste se lleva de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie.

**RESERVAS PETROLERAS:** son los volúmenes de petróleo, condensado y gas natural contenidos en los yacimientos, que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables y disponibles de ingeniería y geología a la fecha de estimación. Según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en probadas o no-probadas (probables y posibles).

**SCF:** sigla para *standard cubic feet*, pies cúbicos estándar. Es una unidad de medida para el gas a condiciones estándar de presión y temperatura (14.7 psia y 60°F).

**STB:** sigla para *stock tank barrel*, barriles a condiciones de almacenamiento. Es una unidad de medida para el petróleo a condiciones estándar de presión y temperatura (14.7 psia y 60°F).

**TEMPERATURA CRICONDENTÉRMICA:** temperatura máxima alcanzada por el domo o envolvente en el diagrama de fases y corresponde aquella temperatura por encima de la cual no pueden formarse líquidos en el yacimiento.

**VISCOSIDAD:** es una característica de los fluidos en movimiento, que muestra una tendencia de oposición hacia su flujo ante la aplicación de una fuerza. Cuanta más resistencia oponen los líquidos a fluir, más viscosidad poseen.

**YACIMIENTO o RESERVORIO:** unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

## RESUMEN

**TITULO:** GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN EN LOS PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE CAMPOS EN PRODUCCIÓN\*

**AUTOR:** BERLLY PERALTA BONILLA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** CURVAS, DECLINACIÓN, PRONÓSTICOS.

### **DESCRIPCIÓN:**

El actual trabajo de monografía comprende la presentación de la metodología establecida en la industria para la elaboración y análisis de curvas de declinación de pozos productores de hidrocarburos, con base en lo cual se pueden proyectar los estimados de producción conocidos como pronósticos operativos.

Inicialmente se revisaron los conceptos preliminares en la explotación de hidrocarburos, fundamentales para entender las limitaciones y consideraciones a tener en cuenta para la utilización de esta metodología, de acuerdo con su estado de desarrollo, las características y condiciones técnicas de los pozos o campos en estudio.

Para lograr el objetivo previsto, se consolidó data histórica de producción de diferentes campos de producción de petróleo, así como a los pronósticos operativos elaborados en su oportunidad para dichos campos. Con la metodología de curvas de declinación se recrearon los pronósticos operativos y se procedió a realizar las comparaciones pertinentes entre la producción real, los pronósticos operativos elaborados en su oportunidad y los obtenidos con la aplicación de la metodología de curvas de declinación.

Finalmente se desarrolló un programa básico en Excel de aplicación de la metodología, como herramienta inicial de soporte para el ingeniero de producción en la estimación de pronósticos de producción, en la cual se identifica el tipo de declinación que refleja el comportamiento del campo, generando los pronósticos operativos a través de curvas de declinación.

---

\*Trabajo de monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Torres Gutiérrez, Master of Science in Engineering- Petroleum Engineering

## **ABSTRACT**

**TITLE:** GUIDE FOR THE APPLICATION OF DECLINE CURVES IN PRODUCTION FORECASTS OF OPERATING FIELDS\*

**AUTHOR:** BERLLY PERALTA BONILLA\*\*

**KEYWORDS:** CURVES, DECLINE, FORECASTS.

### **DESCRIPTION:**

The present monograph work includes the presentation of the methodology established in the industry for the development and decline curve analysis of hydrocarbon production wells, based on which can be projected estimates of production known as operating forecasts.

Initially preliminary concepts were reviewed in the exploitation of hydrocarbons, essential to understand the limitations and considerations to take into account for the use of this methodology, according to their stage of development, characteristics and technical conditions of wells or fields in study.

To achieve the objective, data from different fields of oil production as well the operational forecasts made in due course for those fields historic production was consolidated. With the decline curve methodology operational forecasts recreated and proceeded to make the necessary comparisons between actual production, operating forecasts made in due course and obtained by applying the methodology decline curve.

Finally a basic program in Excel application of the methodology was developed, as initial support tool for production engineer in estimating production forecasts, in which the kind of decline that reflects the behavior of the field is identified, generating operational forecasts through decline curve.

---

\* Monograph work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Jorge Torres Gutiérrez, Master of Science in Engineering- Petroleum Engineering

## INTRODUCCIÓN

Los pronósticos operativos para campos en producción, son una herramienta fundamental para el Ingeniero de Producción, ya que generan una proyección de la producción del campo a corto y largo plazo, lo que da soporte a la toma de decisiones técnicas y financieras.

Actualmente la elaboración de éstos pronósticos muestra las siguientes falencias: datos poco precisos que no se asemejan a la realidad de la producción del campo, altos porcentajes de incertidumbre, pérdida de tiempo (horas/hombre) en el cálculo de los pronósticos de producción, adicional a esto, la elaboración se encuentra sujeta al criterio personal y por qué no, emocional de quien los elabora, lo que resulta en ineficiencia e improductividad del método empleado.

Al no contar con una práctica común para el cálculo de los pronósticos operativos de producción, las decisiones basadas en los estimados futuros de producción, conllevan altos porcentajes de incertidumbre, generando falsas proyecciones de ingresos.

Dado lo anterior, el presente trabajo evaluará la confiabilidad y pertinencia del método actual utilizado por los ingenieros de producción en una compañía operadora para realizar pronósticos operativos de producción, versus la conveniencia de aplicar una metodología basada en curvas de declinación.

Con base en lo anterior, se justificará o no la adopción de una nueva metodología en el día a día de los profesionales de producción, junto con una primera propuesta de ayuda computacional que servirá para la trazabilidad y recreación del proceso.

## 1. CONCEPTOS TEÓRICOS

### 1.1 TIPOS DE FLUIDO EN EL YACIMIENTO

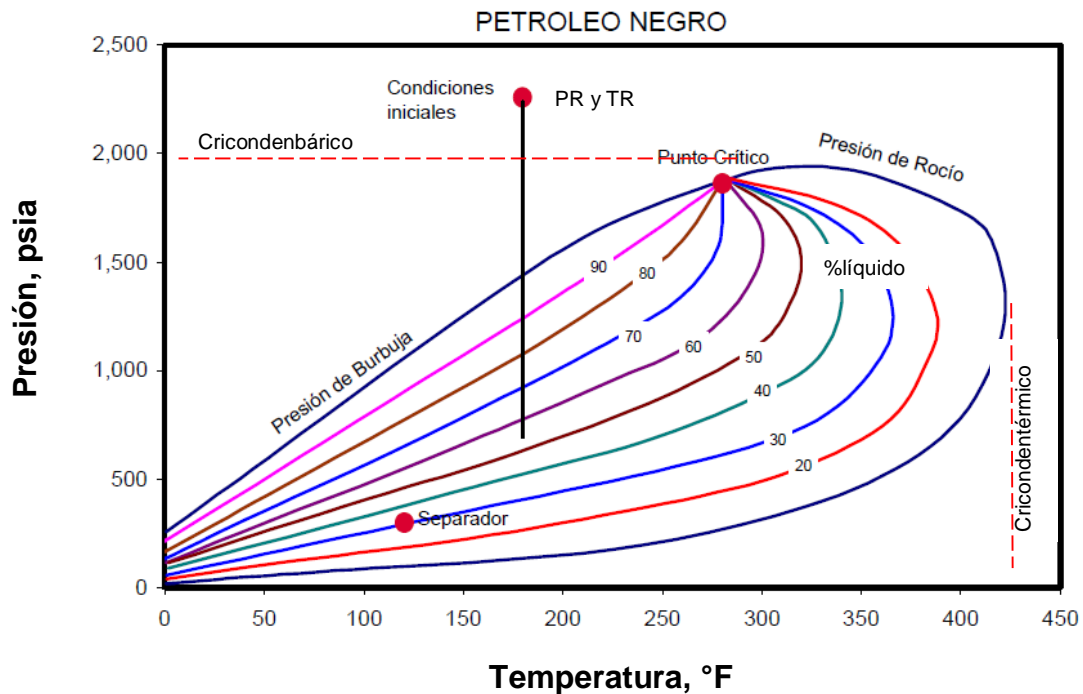
Con el fin de estandarizar los criterios bajo los cuales se caracterizan los fluidos disponibles en un yacimiento, se dispone de una clasificación general de los 5 tipos de hidrocarburos presentes en el subsuelo: su composición y estado a condiciones de yacimiento y de superficie.

Las Figuras 1 a 5 son diagrama de fases, los cuales representan gráficamente en presión y temperatura el comportamiento de los tipos de hidrocarburos. Se parte de unas condiciones iniciales: presión de yacimiento (PR) y temperatura de yacimiento (TR); cuando se trata de yacimientos de petróleo negro o volátil, a medida que va disminuyendo la presión con la producción, se alcanza la línea de presión de burbuja que se encuentra al lado izquierdo del punto crítico, siendo el momento donde aparece la primera burbuja de gas; posteriormente se ingresa a la envolvente determinando el porcentaje de líquido que se obtendrá hasta que se llega a condiciones de presión y temperatura del separador. En el caso de los yacimientos de gas retrógrado, las condiciones iniciales del yacimiento están entre el punto crítico y la temperatura cricondentérmica, entendiéndose la presencia de gas únicamente; cuando comienza a disminuir la presión, la línea que cruza es la de presión de rocío, entrando a la envolvente hasta llegar a las condiciones del separador. En cuanto al gas húmedo y seco las condiciones de temperatura iniciales son mayores a la temperatura cricondentérmica, disminuye la presión sin ingresar a la envolvente; sin embargo el gas húmedo ingresa a la envolvente cuando llega a las condiciones de separador liberando un poco de líquido, mientras que el gas seco en ningún momento entra a la envolvente.

**1.1.1 Petróleo Negro (*Black Oil*)** Consiste de una amplia variedad de compuestos químicos que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Estos crudos tienen una Relación Gas-Petróleo (GOR)  $\leq 1000$  scf/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja, un factor volumétrico (Bo)  $\leq 2$  rb/STB, Gravedad API  $\leq 45$  y el contenido de carbonos (C7+) mayor o igual a 30%. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250°F. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos

pesados) aunque puede ser marrón o verduzco.<sup>1</sup> Como ejemplos de este tipo de fluidos se encuentran los producidos en el campo Caño Garza Norte en la formación Carbonera Unidad C7 a una profundidad promedio de 7950 ft, los del campo Campo Rico en la formación Mirador a una profundidad promedio de 10500 ft, y los del campo Caño Limón en la formación Carbonera y Cretáceo a una profundidad promedio de 7500 ft, todos pertenecientes a la cuenca geológica de los Llanos Orientales.

**Figura 1.** Diagrama de fases para el petróleo negro



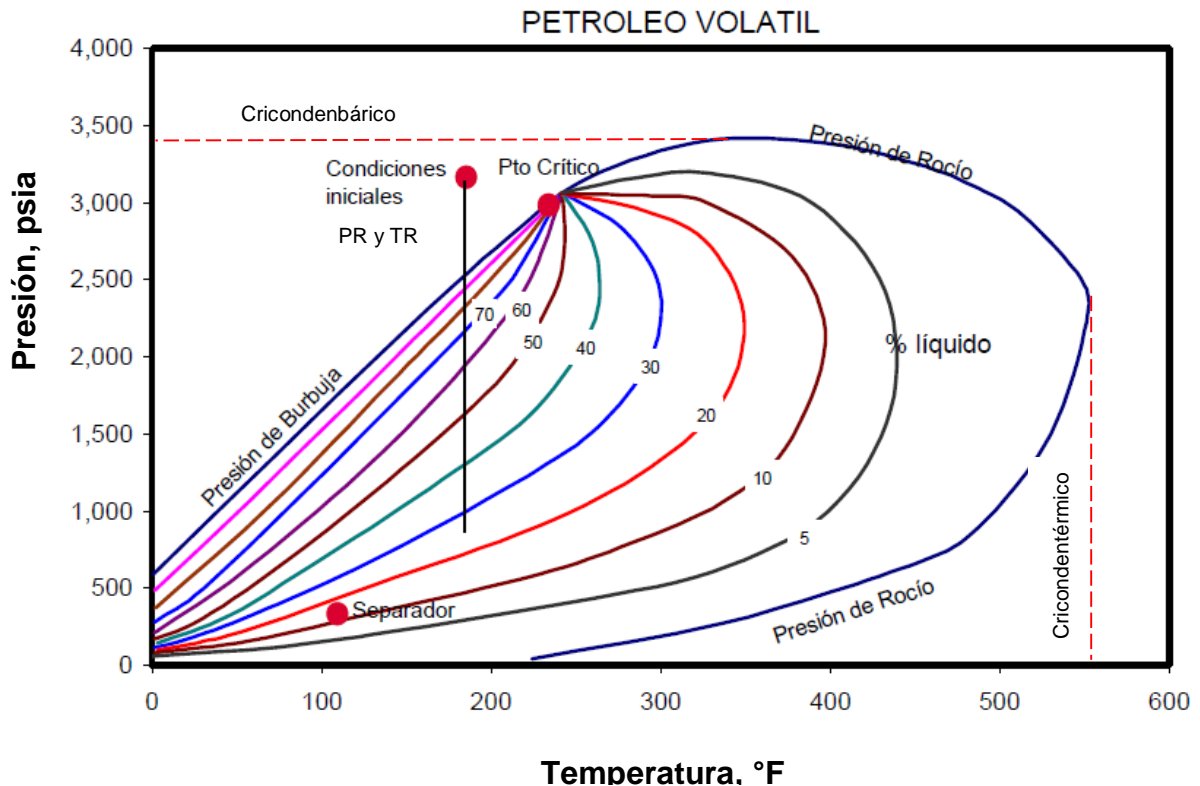
Tomado de Escobar, 2004. 17p

**1.1.2 Petróleo Volátil (Volatile Oil)** El rango de temperatura es más pequeño que en el petróleo negro. La temperatura crítica,  $T_{cr}$ , es también menor que en petróleo negro y está cerca de la temperatura del yacimiento,  $T_R$  ( $T_{cr} > T_R$ ). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50% de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. Se maneja un factor volumétrico ( $B_o$ )  $> 2$  rb/STB, una Relación Gas-Petróleo (GOR) entre 1000 y 8000 scf/STB, una Gravedad API entre

<sup>1</sup> ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Capítulo 1. Conceptos fundamentales, definición y clasificación de los yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, 2004. 16-17p.

45 y 60, el contenido de carbonos (C7+) mayor o igual a 12.5%, la temperatura del yacimiento ligeramente menor que la crítica y el gas liberado puede ser del tipo gas condensado. El GOR y la API se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente café claro a verde.<sup>2</sup> Para esta clase de fluido algunos ejemplos se presentan en los campos Cravo Sur en la formación Mirador a una profundidad promedio de 9600 ft, campo perteneciente a la cuenca geológica de los Llanos Orientales.

**Figura 2.** Diagrama de fases para el petróleo volátil



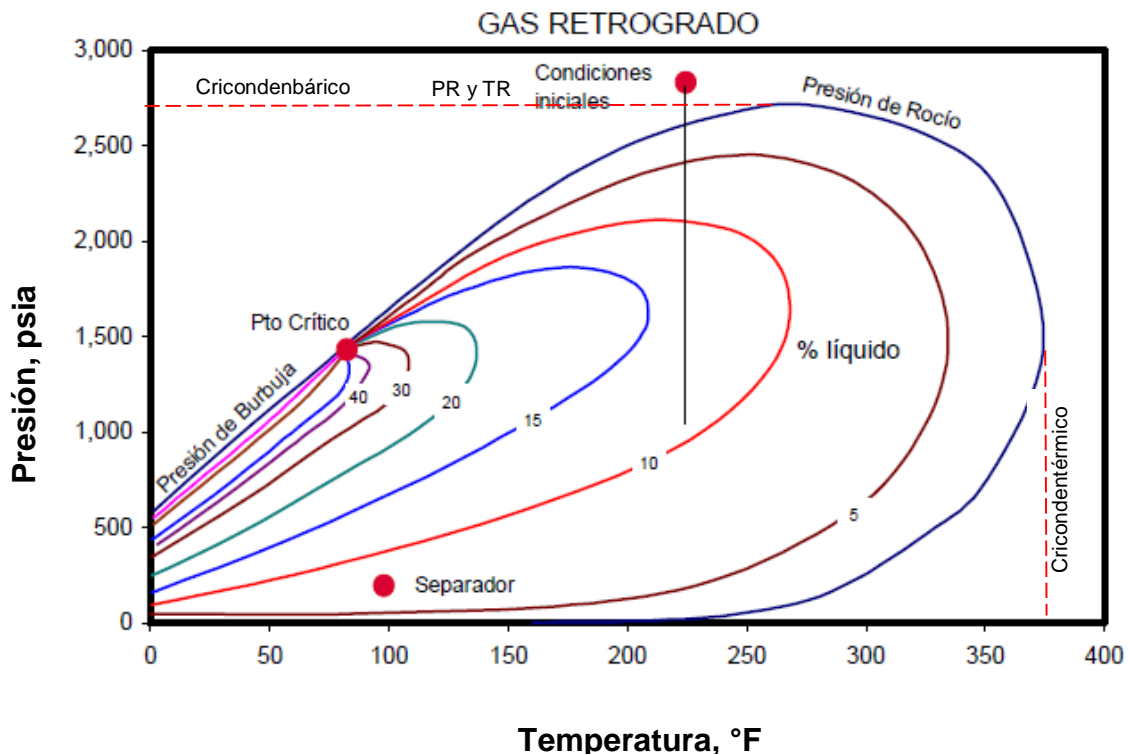
Tomado de Escobar, 2004. 19p

**1.1.3 Gas condensado (retrógrados) (Retrograde Gas)** El diagrama de fases es menor que el de los aceites negros y el punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados que los crudos. La temperatura crítica ( $T_{cr} < TR$ ) y el punto cricondentérmico es mayor que la temperatura del yacimiento ( $TR$ ). A medida que la presión cae, el líquido, normalmente claro, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. El

<sup>2</sup> Ibid., p. 17.

contenido de carbonos (C7+) menor o igual a 12.5%. Una Relación Gas-Petróleo (GOR) entre 70000 y 100000 scf/STB y se incrementa a medida que la producción toma lugar. Una Gravedad API > 60 y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente. También se les llama condensados.<sup>3</sup> A manera de ejemplo se puede mencionar el campo Cupiagua en las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe a una profundidad promedio de 12000 ft, campo perteneciente a la cuenca geológica de la Cordillera Oriental.

**Figura 3.** Diagrama de fases para el gas retrógrado



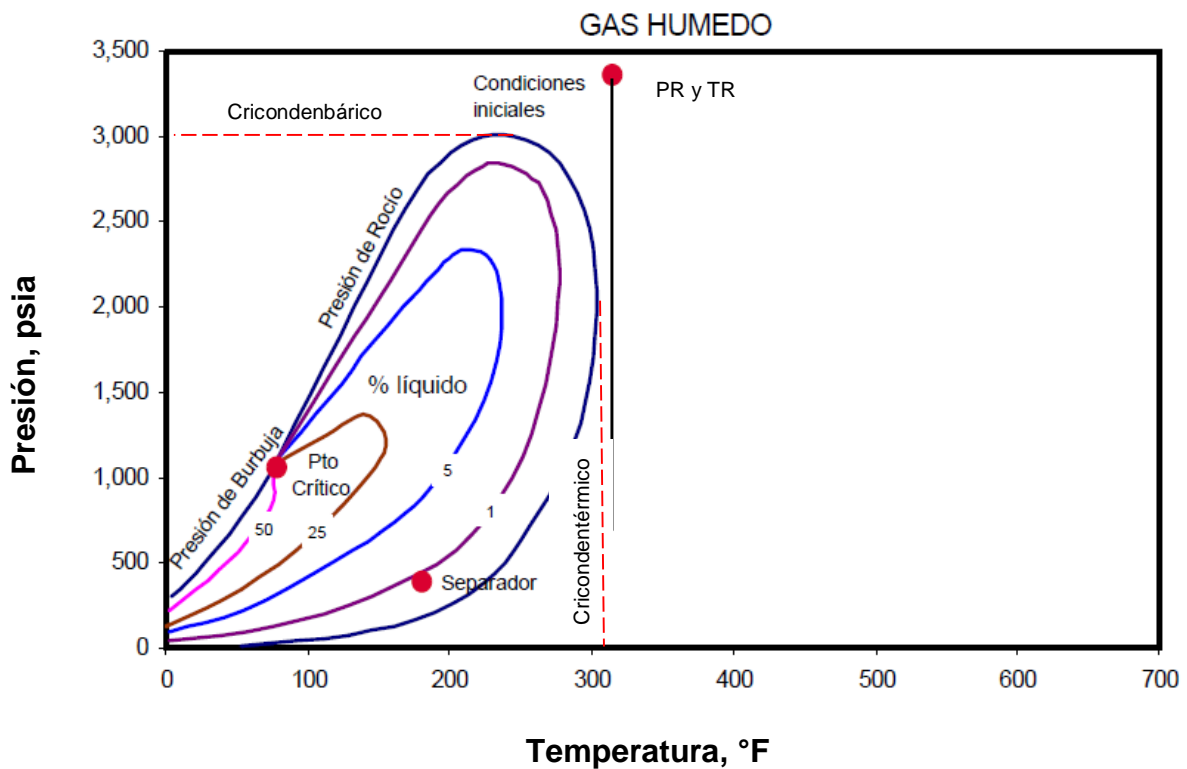
Tomado de Escobar, 2004. 20p

**1.1.4 Gas húmedo (*Wet gas*)** Toda la envolvente de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas, se encuentra a la izquierda de la temperatura del yacimiento. La línea de presión no entra la envolvente y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero si en superficie (dos fases). La Gravedad API > 60 se mantiene constante y el color de los líquidos es transparente. La Relación Gas-Petróleo GOR > 15000 scf/STB y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. Se producen menos de 60 STB de petróleo por cada millón

<sup>3</sup> Ibid., p. 20.

de pies cúbicos normales de gas.<sup>4</sup> El campo Gibraltar es ilustración para este tipo de fluido, en la formación Mirador a una profundidad promedio de 5000 ft, campo perteneciente a la cuenca geológica de la Cordillera Oriental.

**Figura 4.** Diagrama de fases para el gas húmedo



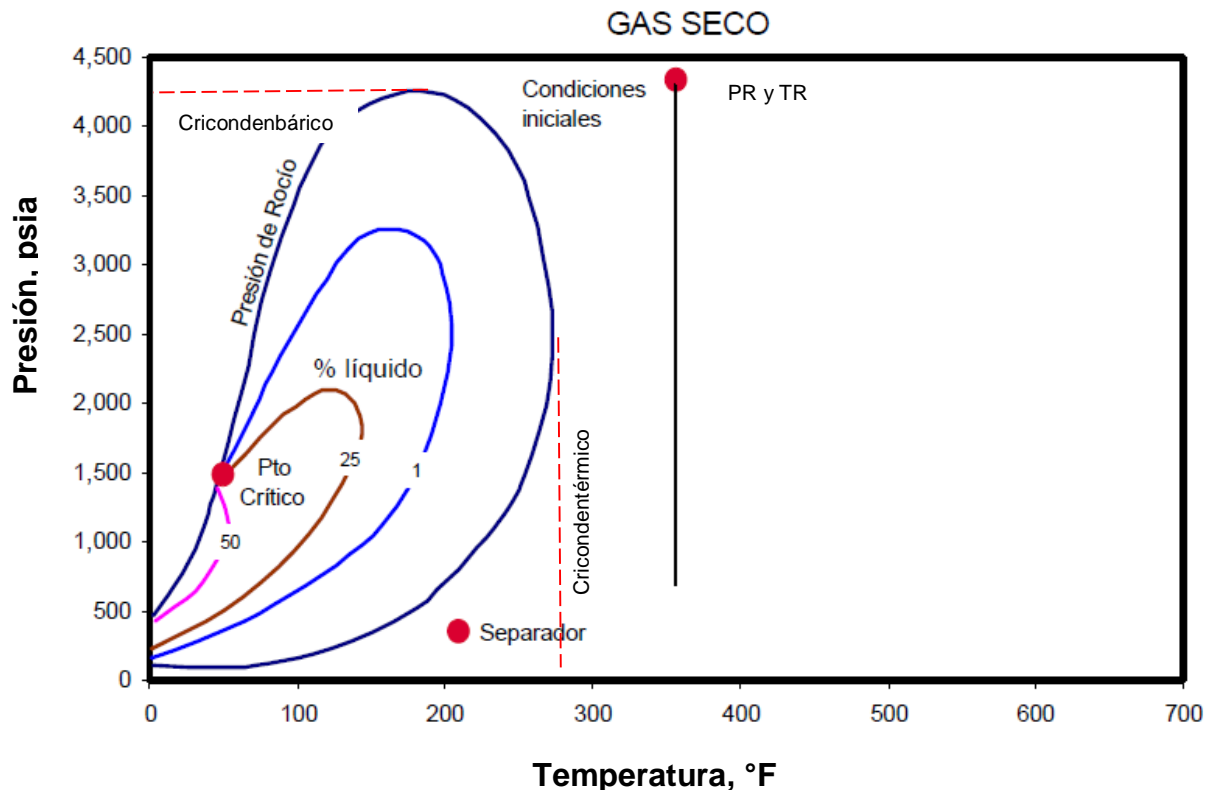
Tomado de Escobar, 2004. 22p

**1.1.5 Gas seco (Dry gas)** Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni superficie. Sin embargo, a temperaturas criogénicas, menores de 50 °F, se puede obtener fluidos de estos gases.<sup>5</sup> Este tipo de fluido es evidente en los campos Chuchupa y Ballenas en la formación Jimol a una profundidad promedio de 5500 ft, campos pertenecientes a la cuenca geológica de la Guajira.

**Figura 5.** Diagrama de fases para el gas seco

<sup>4</sup> Ibid., p. 21-22.

<sup>5</sup> Ibid., p. 23.



Tomado de Escobar, 2004. 23p

## 1.2 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN EN EL YACIMIENTO

Los tipos de mecanismos de producción primarios o tipos de empuje del yacimiento, los cuales aportan la energía necesaria para la producción de los hidrocarburos hasta superficie (recobro primario), pueden ser clasificados de acuerdo a la utilización de fuentes de energía naturales:

### 1.2.1 Expansión de la roca y de los fluidos (*Rock and fluid expansion drive*)

Cuando un petróleo está subsaturado (en condiciones de presión y temperatura por encima del punto de burbuja), la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos y como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. Frecuentemente estos yacimientos son someros y pobremente consolidados.<sup>6</sup> La mayoría y sino todos los yacimientos tienen este tipo de mecanismo natural de producción, dado que es inevitable que no se presente

<sup>6</sup> SANTOS, N. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Capítulo 1. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS. Bogotá, 2013. 1-24 p.

expansión de la roca y de los fluidos a medida que se alivia presión por la producción de hidrocarburos.

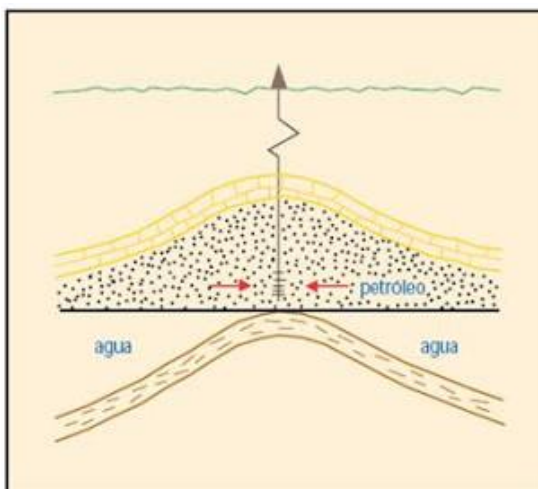
**Figura 6.** Estados de expansión de la roca



Tomado de <http://petroleovivo.blogspot.com/2009/10/clase-02-mecanismos-de-produccion-en-el.html>

**1.2.2 Empuje por gas en solución (*Solution gas drive*)** En el yacimiento el gas se encuentra disuelto en el petróleo y proporciona en parte la energía que requiere la producción. A medida que la presión descende por debajo del punto de burbuja, el gas en solución es liberado (existiendo dos fases: gas-petróleo) y ayuda a empujar el petróleo hacia los pozos productores.<sup>7</sup> Un ejemplo de este mecanismo de producción es el campo Cravo Sur en la formación Mirador a una profundidad promedio de 9600 ft.

**Figura 7.** Empuje por gas en solución

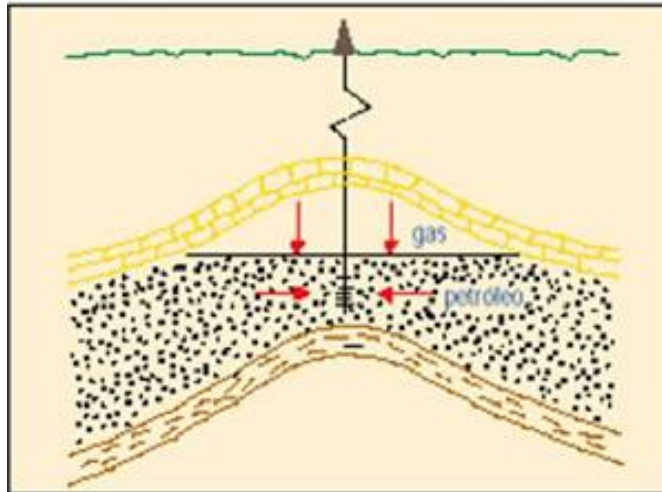


Tomado de [http://blog-petrolero.blogspot.com/2009/03/mecanismos-naturales-de-produccion-de\\_22.html](http://blog-petrolero.blogspot.com/2009/03/mecanismos-naturales-de-produccion-de_22.html)

<sup>7</sup> MANNUCCI, J. Caracterización energética de yacimientos. Capítulo 3. Mecanismo de empuje por gas en solución. Mannyron Consultores. Maracaibo, 2010. 3-1 p.

**1.2.3 Empuje por capa de gas (*Gas-cap drive*)** En este caso la cantidad total de gas en el yacimiento fue muy alta para ser retenida en solución por el petróleo a la presión existente en el yacimiento. Cada barril de petróleo está saturado de gas y el resto, llamado "gas libre", ha emigrado hacia la región estructural más alta en el yacimiento debido a su menor densidad. El empuje por capa de gas resulta de la reducción de presión debida a la producción de fluidos y para que sea importante se necesita una capa original de gas grande formada por segregación gravitacional, la cual para ser efectiva requiere un yacimiento con alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento.<sup>8</sup> El campo Guando en la formación Guadalupe a una profundidad promedio de 2500 ft.

**Figura 8.** Empuje por capa de gas



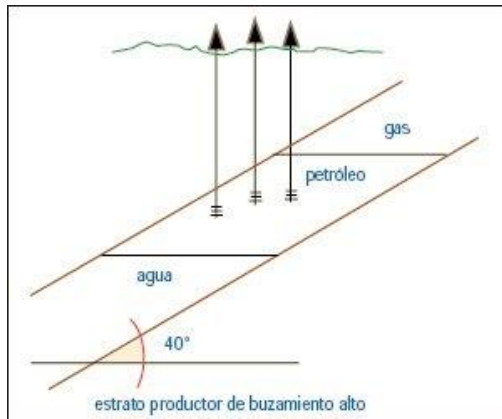
Tomado de <http://sergiomalaveyacimientoodehidrocarburo.blogspot.com/2010/05/clasificacion-de-los-mecanismos-de.html>

**1.2.4 Segregación gravitacional (*Gravity drainage drive*)** Cuando un yacimiento presenta las condiciones de buena permeabilidad vertical, alto buzamiento o gran espesor, la gravedad puede ser importante. Si la es, el gas liberado tenderá a migrar hacia el tope de la estructura y tenderá a formar una capa de gas secundaria, que retardará el descenso de la presión en el yacimiento, y desde luego, mejorará eficientemente el recobro de petróleo.<sup>9</sup> El campo Cravo Sur en el departamento del Casanare es un ejemplo de este tipo de mecanismo natural de producción.

**Figura 9.** Segregación gravitacional

<sup>8</sup> Ibid., p. 4-1.

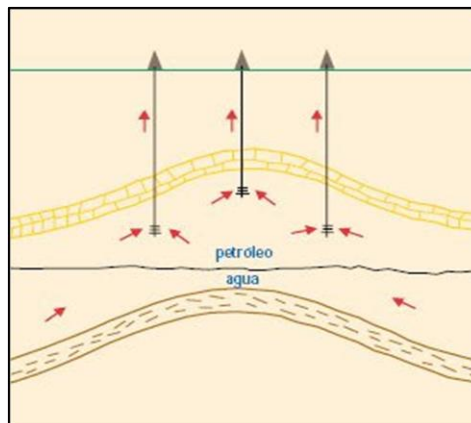
<sup>9</sup> Ibid., p. 4-13.



Tomado de <http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-parte-ii.html>

**1.2.5 Empuje por agua (*Water-drive reservoir*)** Es aquel yacimiento en el que la fuente predominante de energía para producir el petróleo es el avance del agua procedente de un acuífero colindante, siendo el origen fundamental del desplazamiento ocurrido, las expansiones del agua y la roca del acuífero. Una reducción de la presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión del agua; la presión del yacimiento puede permanecer en su valor inicial, por encima del punto de burbuja, así que una sola fase (líquido) existirá en el yacimiento.<sup>10</sup> El campo Caño Limón en el departamento de Arauca y los campos La Gloria y La Gloria Norte, presentan un acuífero activo como mecanismo natural de producción.

**Figura 10.** Empuje por agua



Tomado de <http://yacimientosdegas.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-empuje-por.html>

<sup>10</sup> Ibid., p. 5-1.

### 1.3 REGÍMENES DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

Inicialmente el yacimiento se encuentra en condiciones estables, con una presión y temperatura continuas a lo largo del área del yacimiento. Una vez se comienza la perforación de un pozo, las condiciones inicialmente estables son alteradas: la presión en cada punto del yacimiento varía, creándose una diferencia de presión considerable entre la cara del yacimiento y el pozo, siendo la presión menor en los alrededores del pozo e incrementándose a medida que se aleja de éste, es en este momento donde comienzan a ser evidentes los regímenes de flujo, comenzando por un estado transiente o inestable y de acuerdo a las características del yacimiento continuar con un estado estable o un estado pseudo-estable. La diferencia de presión creada, hace que los fluidos presentes en el yacimiento comiencen a fluir hacia el pozo, mediante los mecanismos de producción mencionados en el numeral 1.2.

De acuerdo a lo anterior, se puede definir que los regímenes de flujo, describen la distribución de la presión en el yacimiento en función del tiempo<sup>11</sup>. Existen tres clases de regímenes de flujo:

**1.3.1 Flujo Transiente o inestable** Es definido como un régimen donde el radio de propagación de la onda de presión desde el pozo, no ha alcanzado ninguna frontera del yacimiento. Durante este periodo, el embudo de presión desarrollado es pequeño en relación al tamaño del yacimiento. Se presentan variaciones de la presión con el tiempo. Por lo que el yacimiento actúa como un yacimiento infinito.

**1.3.2 Flujo en Estado Estable** Es definido como un régimen de flujo donde la presión en cualquier punto del yacimiento permanece constante sobre el tiempo e indica que cada unidad de masa retirada está siendo reemplazada por una misma cantidad que se adiciona al sistema. Esta condición de flujo prevalece cuando el embudo de presión se ha propagado a una presión de frontera constante. La frontera con presión constante puede ser un acuífero o un pozo inyector de agua.

**1.3.3 Flujo en estado Pseudo-Estable o semiestable** Es definido como un régimen de flujo donde la presión en cualquier punto en el yacimiento declina a la misma tasa constante de producción sobre el tiempo. Esta condición de flujo prevalece después de que el embudo de presión se ha propagado a todas las

---

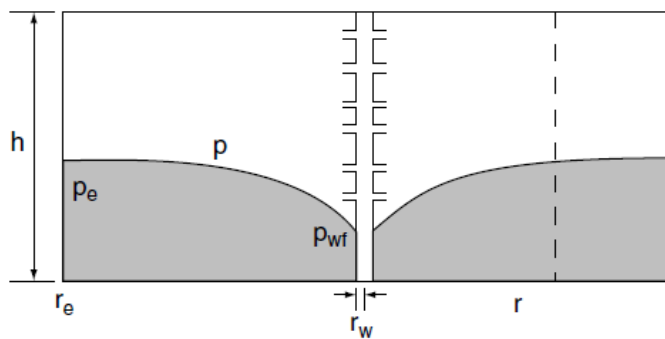
<sup>11</sup> OROZCO GARCÍA, Sergio Miguel. Fundamentos para pruebas de presión y cálculo de potencial para pozos de gas. México D.F, 2010, 6 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

fronteras de no flujo. Una frontera de no flujo puede ser una falla, discontinuidad de zona productora o fronteras de áreas de drenaje de pozos en producción.

El tiempo de duración de cada estado depende de las características propias del yacimiento: siendo directamente proporcional a la porosidad, viscosidad del fluido, compresibilidad total y área de drenaje del yacimiento, e inversamente proporcional a la permeabilidad.

El tiempo en cada estado puede ser días, meses o años; en el caso de los campos Caño Limón, La Gloria y La Gloria Norte, al presentar un acuífero activo se encuentran en estado estable; de acuerdo a pruebas de presión el estado inestable en estos campos es alrededor de 1 día. Por otro lado, el campo Cravo Sur es un caso de estado pseudo-estable y con base en pruebas de presión, el estado inestable es aproximadamente de 3 días.

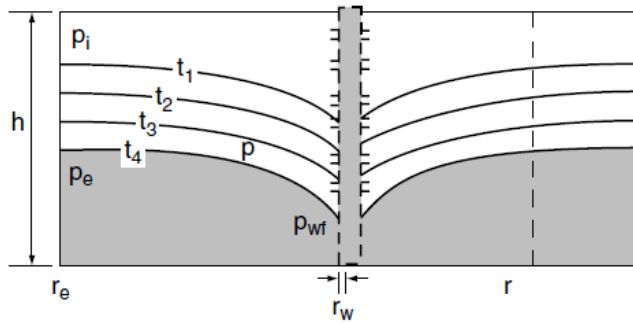
**Figura 11.** Bosquejo de un yacimiento con una constante presión de frontera (Flujo en estado estable)



- h: espesor del yacimiento
- $r_e$ : radio de drenaje del yacimiento
- $p_e$ : presión constante de frontera
- p: presión en un punto determinado del yacimiento.
- $p_{wf}$ : presión en la cara del pozo
- $r_w$ : radio del pozo
- r: radio del embudo de presión

Tomado de Guo, Lyons y Ghalambor, 2007. 31p

**Figura 12.** Bosquejo de un yacimiento con una frontera de no flujo (Flujo en estado pseudo-estable o semiestable)



Tomado de Guo, Lyons y Ghalambor, 2007. 31p

h: espesor del yacimiento

re: radio de drenaje del yacimiento

pe: presión en una frontera de no flujo.

pi: presión inicial del yacimiento

t<sub>1</sub>, t<sub>2</sub>, t<sub>3</sub> y t<sub>4</sub>: diferentes tiempos a diferentes presiones de no flujo

p: presión en un punto determinado del yacimiento.

pwf: presión en la cara del pozo

rw: radio del pozo

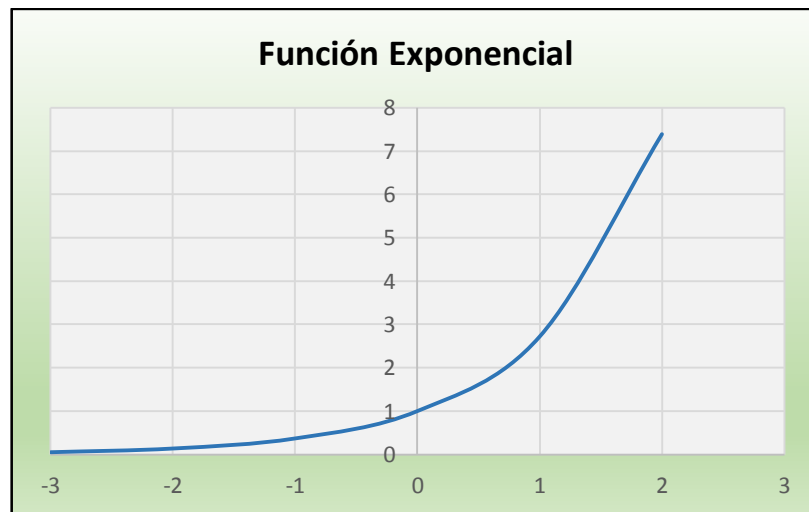
r: radio del embudo de presión

## 1.4 FUNCIÓN MATEMÁTICA

Es la relación matemática entre dos variables, donde el valor de una variable depende de la otra.

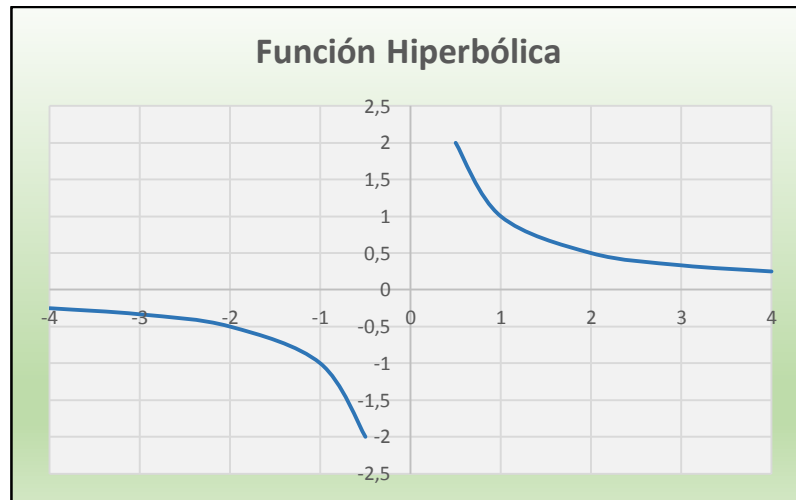
**1.4.1 Función exponencial** Es una relación en forma de potencia, con una base positiva constante (número mayor a cero) y un exponente que varía, el cual hace que la base se multiplique en forma continua (creciente). Se encuentra representada como  $f(x) = e^x$ , donde e es la base y x el exponente.

**Figura 13.** Gráfica de función exponencial



**1.4.2 Función hiperbólica** Está representada como  $f(x)=1/x$  y es una función de proporcionalidad inversa, ya que cuanto mayor sea el valor de  $x$ , más pequeño es el valor de  $f(x)$ ; por tanto  $x$  y  $f(x)$  son inversamente proporcionales. El valor de  $x$  nunca podrá ser 0.

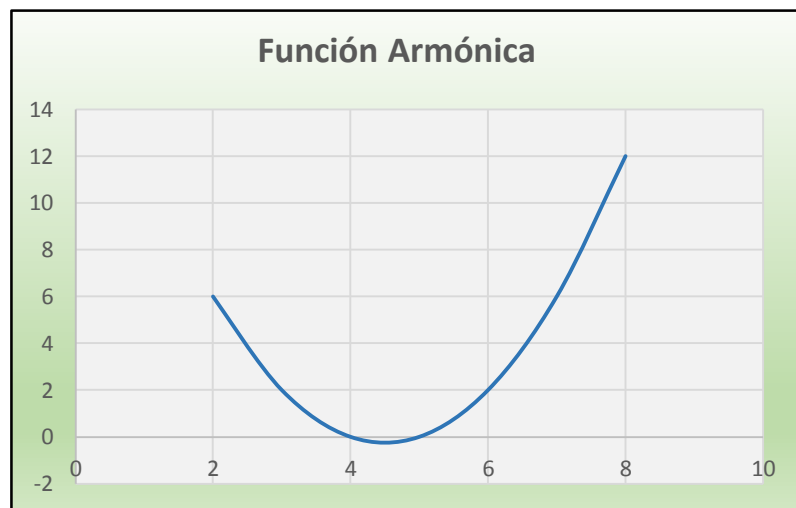
**Figura 14.** Gráfica de función hiperbólica



**1.4.3 Función armónica** Representada como  $u(x,y)=(x+1)y$ , donde la segunda derivada de esta ecuación es cero.

$$\frac{d^2u}{dx^2}(x,y) + \frac{d^2u}{dy^2}(x,y) = 0$$

**Figura 15.** Gráfica de función armónica



## 1.5 CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación son el resultado del análisis de datos históricos de producción de un pozo o un campo, los cuales al ser graficados recrean el comportamiento de producción que ha imperado a lo largo del tiempo y generan una idea del comportamiento futuro de la producción. Sin embargo, este método de análisis se ha basado en algunas bases matemáticas y experimentales, sin tener en cuenta directamente las leyes físicas que gobiernan el fluido en el yacimiento. A pesar de ser una herramienta básica por su practicidad, es fundamental para la planeación en trabajos de reacondicionamiento y cálculo de reservas, utilizándose como soporte para la toma de decisiones técnicas y financieras, al permitir hacer rápidamente y sin información detallada de las características del yacimiento, un cálculo inicial y razonable de los volúmenes a producir.

Como definición, las curvas de declinación son la representación gráfica de la tasa de producción versus el tiempo tanto para pozos como para campos. La historia de producción de pozos de aceite y gas puede ser analizada para estimar reservas y futuras tasas de producción. El análisis de curvas de declinación, relaciona el comportamiento pasado de los pozos de aceite y gas con el comportamiento futuro, no obstante, se requieren actualizaciones para considerar cambios en el pronóstico debido a condiciones de operación o eventos que afecten el comportamiento del yacimiento.

La tasa de producción versus el tiempo son graficados en escala semilog, log-log ó cartesiana. Cuando el logaritmo de la tasa de producción es graficado versus el tiempo lineal, frecuentemente resulta en una línea recta. Este fenómeno es referido como una declinación exponencial. Si los datos graficados resultan en una curva cóncava hacia arriba, una declinación armónica o hiperbólica puede ser usada para modelar los datos.<sup>12</sup>

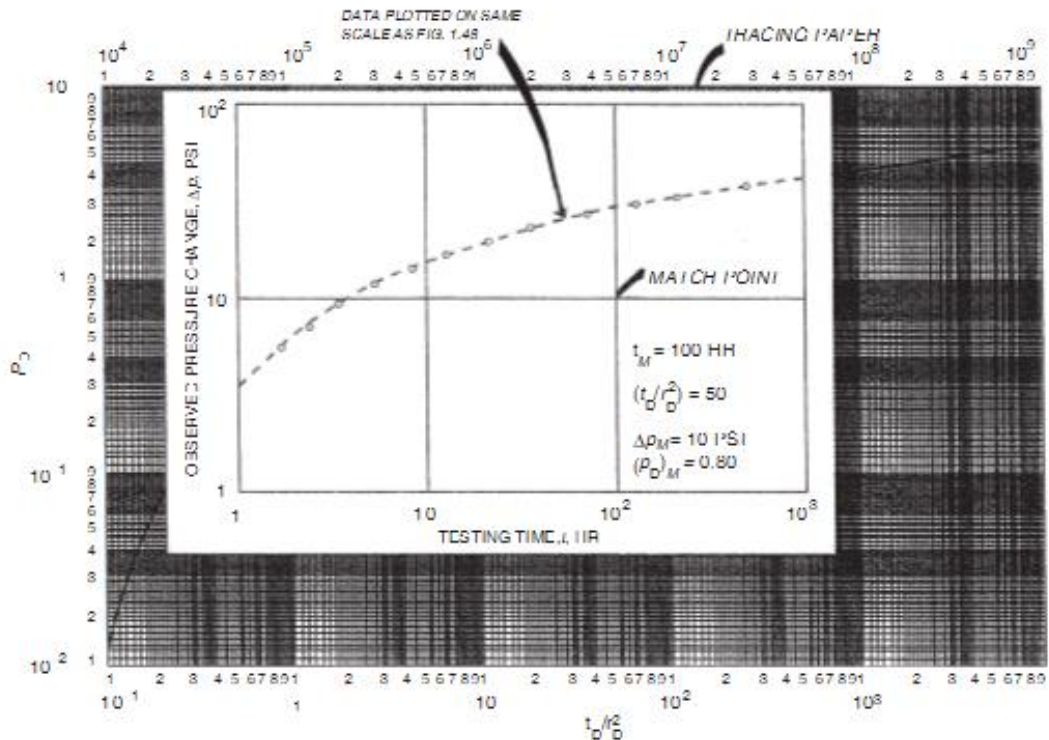
**1.5.1 Tipos de curvas de declinación** Existen dos clases de técnicas de análisis de curvas de declinación:

- a) El clásico ajuste de curva de los datos históricos de producción
- b) La técnica de emparejamiento de curva tipo

---

<sup>12</sup> SPEE. Recommended Evaluation Practice No. 6- Definition of Decline Curve Parameters. En Society of Petroleum Evaluation Engineers. Version 1 (Spring 2002); p.1

**Figura 16.** Ilustración de curva tipo



Tomado de Ahmed, 2010. 1271 p

El método de extrapolar una tendencia para estimar el comportamiento futuro se caracteriza por 3 factores:

- Tasa inicial de producción o tasa de algún tiempo particular
- Curvatura de declinación
- Tasa de declinación

Ikoku (1984) citado por Ahmed (2010) señaló 3 condiciones las cuales deben ser consideradas en el análisis de curvas de declinación:

1. La producción debe haber estado estable sobre el periodo que se pretende analizar; esto es, un pozo fluyendo con un tamaño de choque constante o una presión de cabeza constante y produciendo con un constante nivel de fluido.

2. Condiciones estables del yacimiento también deben prevalecer con el fin de extrapolar curvas de declinación con algún grado de credibilidad.

3. El análisis de curvas de declinación es usado en la evaluación de nuevas inversiones. Asociado con el análisis económico para la determinación de reservas.<sup>13</sup>

Arps (1945) citado por Ahmed (2010) reconoció los siguientes 3 tipos de comportamientos de tasas de declinación:

- Declinación exponencial
- Declinación armónica
- Declinación hiperbólica

En general, todos los análisis de curvas de declinación convencionales están basados en relaciones empíricas de tasa de producción vs. tiempo, como se muestra en la Ecuación 1:

**Ecuación 1.** Fórmula general de declinación propuesta por Arps

$$Q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{(1/b)}}$$

Donde,

$Q_t$  = Flujo en tiempo t (bbl/d)

$q_i$  = tasa inicial de flujo (bbl/d)

$t$  = tiempo (días)

$D_i$  = tasa de declinación ( $\text{día}^{-1}$ )

$b$  = exponente de declinación de ARPS

Basado en el comportamiento de la tasa de declinación, el valor de “b” tiene un rango de 0 a 1, y acorde a la ecuación de Arps puede ser expresado convenientemente en las Ecuaciones 2, 3 y 4:

---

<sup>13</sup> AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Second edition. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2010. 1235 y 1236 p.

**Ecuación 2.** Fórmula para declinación exponencial ( $b=0$ )

$$Q_t = q_i \exp(-D_i t)$$

**Ecuación 3.** Fórmula para declinación hiperbólica ( $0 < b < 1$ )

$$Q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{(1/b)}}$$

**Ecuación 4.** Fórmula para declinación armónica ( $b=1$ )

$$Q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$$

Estas relaciones matemáticas pueden ser aplicadas igualmente para yacimientos de gas y crudo.

Se debe tener en cuenta que estas tres formas de ecuaciones son aplicables únicamente cuando el pozo/yacimiento está bajo condiciones de flujo pseudoestable (semi estable), esto es, frontera dominada por condiciones de flujo.<sup>14</sup>

Ahmed (2010) afirma lo anterior, basado en el análisis del uso de la ecuación de Arps (1945), la cual de acuerdo a sus observaciones: ha sido frecuentemente mal empleada para realizar el modelamiento de pozos de crudo y gas cuyos regímenes se encuentran en un estado transiente.

La ecuación matemática que define la declinación exponencial tiene 2 constantes, la tasa inicial de producción ( $q_i$ ) y la tasa de declinación ( $D_i$ ). La tasa de declinación es la tasa de cambio de producción con respecto al tiempo y para la declinación exponencial, es constante en todo el tiempo.

La ecuación matemática que define la declinación hiperbólica tiene 3 constantes, la tasa inicial de producción, la tasa inicial de declinación (definida en el mismo tiempo

---

<sup>14</sup> AHMED, T. Op cit., p. 1237, 1238 y 1239

como la tasa inicial de producción), y el exponente hiperbólico. La tasa de declinación no es constante, cambia con el tiempo. El exponente hiperbólico es la tasa de cambio de la tasa de declinación con respecto al tiempo, o la segunda derivada de la tasa de producción con respecto al tiempo.<sup>15</sup>

Por otro lado, existen unas consideraciones que dan un indicio de qué exponente de declinación podría utilizarse en el campo o pozo a analizar teniendo en cuenta los tipos de fluido y los mecanismos naturales de producción del yacimiento<sup>16</sup>:

- $b=0$   
Asociado con yacimientos de petróleo negro (*black oil*), en los cuales su presión es mayor a la presión de burbuja.

Yacimientos de petróleo negro, mecanismo de segregación gravitacional, ausencia de empuje por capa de gas.

Yacimientos de gas con alta presión y una constante compresibilidad.

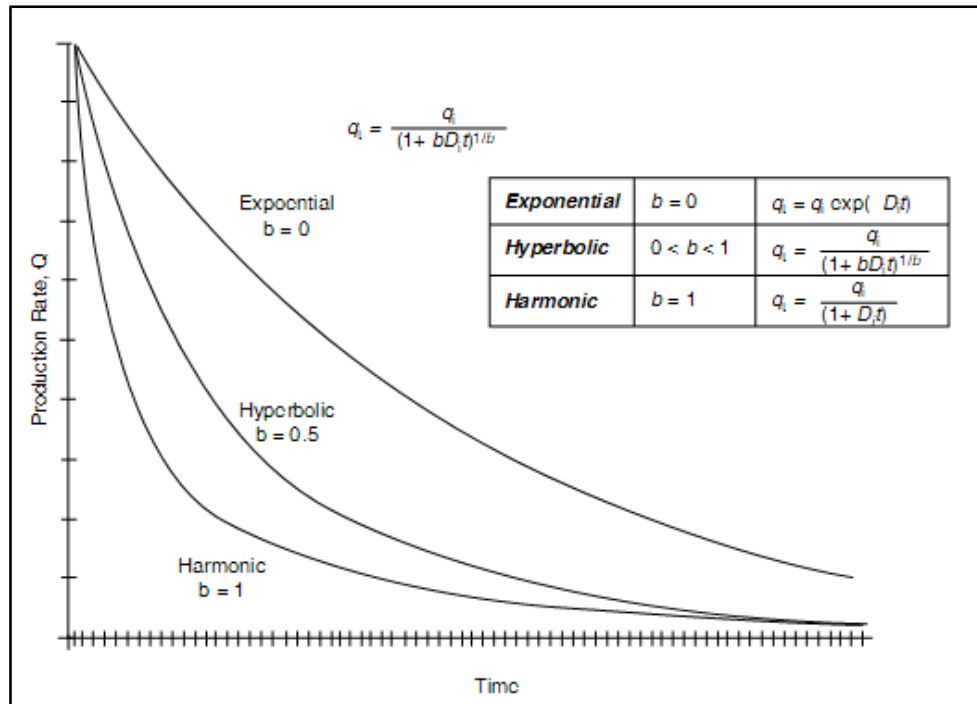
- $b=0.5$   
Yacimientos de petróleo y gas, mecanismo de segregación gravitacional y presencia de empuje por capa de gas.
- $b=0.67$   
Yacimientos de petróleo, empuje por gas en solución.

**Figura 17.** Curva de declinación tasa/tiempo (exponencial, armónica e hiperbólica)

---

<sup>15</sup> SPEE. Op cit., p.1

<sup>16</sup> LAI, B. Fetkovich Type Curve [diapositivas]. Lafayette: Universidad de Lousiana, 2011. 7 diapositivas en medio magnético.



Tomado de Ahmed, 2010. 1240 p

## 2. PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN (POP)

El ingeniero de petróleos puede desempeñarse generalmente en tres grandes campos: perforación, yacimientos y producción.

Dentro de las principales funciones del ingeniero de perforación se encuentra determinar el diseño y supervisar los programas para la perforación de los pozos. Los principales roles de un ingeniero de yacimientos son la interpretación de datos exploratorios, la caracterización de los yacimientos y la búsqueda de la metodología más óptima para el recobro de estos. En cuanto al ingeniero de producción dentro de sus funciones principales se encuentran la aplicación de conocimientos técnicos y físicos con el fin de seleccionar el método de producción más apropiado para la explotación eficiente de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, el diseño y optimización de facilidades de producción para el tratamiento de los fluidos producidos y el transporte de estos hidrocarburos hasta su sitio de destino.

En la parte administrativa, un ingeniero de producción debe tener presente el comportamiento de la producción de los campos, con el propósito de determinar qué acciones técnicas y económicas pueden tomarse para mantener los niveles de producción o potenciales definidos para el yacimiento, lo que redundará en una rentabilidad presente y futura de un campo. La proyección futura del comportamiento de la producción de un campo de acuerdo a su potencial es conocido como Pronóstico Operativo de Producción (POP), normalmente, o es costumbre que se realicen estimados mensuales o anuales dependiendo de la necesidad o uso que se le dará a esta información en el proceso de toma de decisiones.

Si bien es cierto, el ingeniero de yacimientos cuenta con herramientas para realizar las proyecciones de los campos, en este caso el software OFM (Oil Field Manager), teniendo en cuenta información adicional a los datos históricos de producción, como es el caso de mapas estructurales o de espesor neto de la formación, características geológicas del yacimiento (modelo estático), análisis PVT de los campos: presiones, temperaturas, saturaciones, factor volumétrico, etc. (modelo dinámico); siendo lo anterior, un método de proyección de producción más confiable, con mayor análisis técnico del comportamiento de los yacimientos y estimación de reservas.

Por otro lado, el ingeniero de producción generalmente no cuenta con este tipo de herramientas, por lo que frecuentemente recurrirá a los datos históricos de producción que tiene a la mano y del conocimiento de los trabajos a realizar en los pozos para realizar los POP.

Sin embargo, hoy no se cuenta con una metodología basada en un soporte técnico lo cual conlleva a errores en el cálculo de éstos pronósticos y a una alta incertidumbre al realizarse bajo un criterio personal.

Un gran componente de estas fallas, se debe al olvido o desactualización en la aplicación de algunos principios básicos de la producción de hidrocarburos, así como la baja automatización o ayudas computacionales que agilicen y disminuyan los errores humanos o de apreciación.

De persistir esta forma de realizar los pronósticos operativos, se puede inducir a la organización a tener proyecciones de volúmenes e ingresos poco confiables, generando toma de decisiones incorrectas para proyectos operacionales e inversiones en general. En resumen, no se dispone de un soporte confiable como respaldo a las proyecciones operacionales y financieras al no contar con unos estimados de volúmenes de producción aceptables a la realidad del campo.

De acuerdo a lo anterior, es fundamental una herramienta práctica y confiable que haya mostrado coherencia entre los datos de proyección estimados y los datos reales de producción obtenidos, al mismo tiempo que sea aplicable a diversos campos o pozos en ciertas condiciones de producción, siendo de gran utilidad al ingeniero de producción en la determinación de los POP.

## **2.1 PRONÓSTICOS MEDIANTE CURVAS TIPO**

Para el desarrollo del presente trabajo, inicialmente se analizó el método de curvas tipo con dos campos que tienen una historia de producción considerable, los dos campos son del tipo petróleo negro (*black oil*) los cuales serán llamados campo No.5 y campo No. 21, este último con un GOR considerable: aprox. 900 scf/STB.

Los datos de producción analizados corresponden al año 2012; estos datos de producción vs. tiempo fueron graficados en papel logarítmico, como se muestra en la Figura 18, 19 y 20; en la Figura 18 y 19 los datos de producción están dados en promedio mes-día, mientras que en la Figura 20 son datos diarios de producción en un intervalo de tiempo dado del año en mención.

Una vez los datos fueron graficados en la hoja logarítmica, esta es sobrepuesta en una curva tipo como la mostrada en la Figura 21, la hoja logarítmica es desplazada sobre la curva tipo manteniendo los ejes X y Y paralelos con la curva tipo hasta que

los datos graficados se ajusten a alguna de las curvas; una vez ubicada la curva con el mejor ajuste, se lee el valor de “b” y se selecciona un punto que haya ajustado con el fin de calcular la tasa inicial de producción ( $q_i$ ) y la tasa de declinación ( $D_i$ ) con las Ecuaciones 5 y 6<sup>17</sup>:

**Ecuación 5.** Fórmula para calcular caudal inicial de producción mediante curva tipo

$$q_i = \frac{q}{Q_{Dd}}$$

Donde,

$q_i$ = tasa inicial de flujo (bbl/d, bbl/mes-día, etc.)

$q$ = caudal del punto de ajuste en hoja logarítmica (bbl/d, bbl/mes-día, etc.)

$Q_{Dd}$ = caudal adimensional en curva tipo

**Ecuación 6.** Fórmula para calcular tasa de declinación mediante curva tipo

$$D_i = \frac{t_{Dd}}{t}$$

Donde,

$D_i$ = tasa de declinación (día<sup>-1</sup>, mes<sup>-1</sup>, etc.)

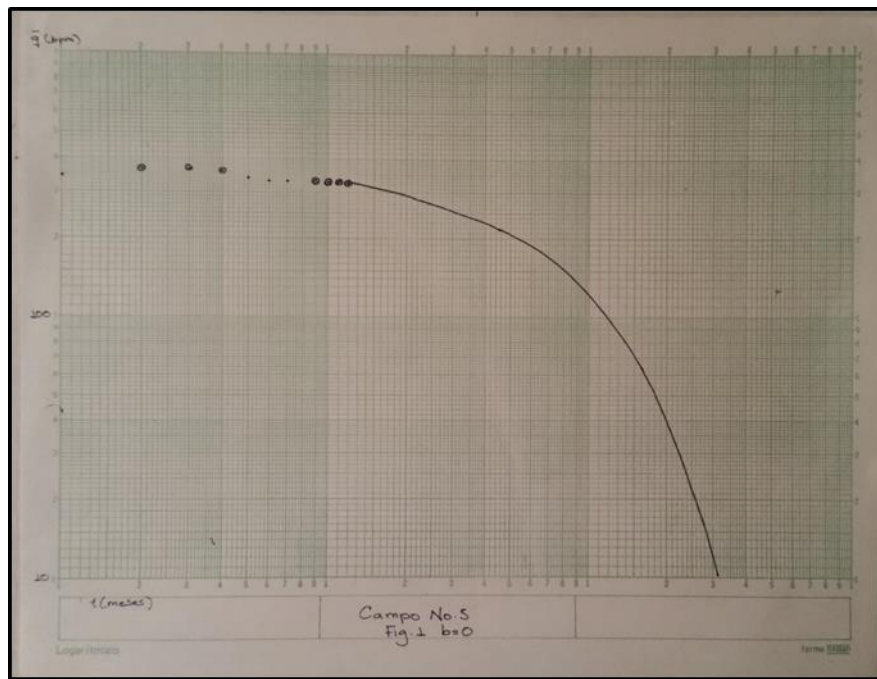
$t_{Dd}$ = tiempo adimensional en curva tipo

$t$ = tiempo del punto de ajuste en hoja logarítmica (días, meses, etc.)

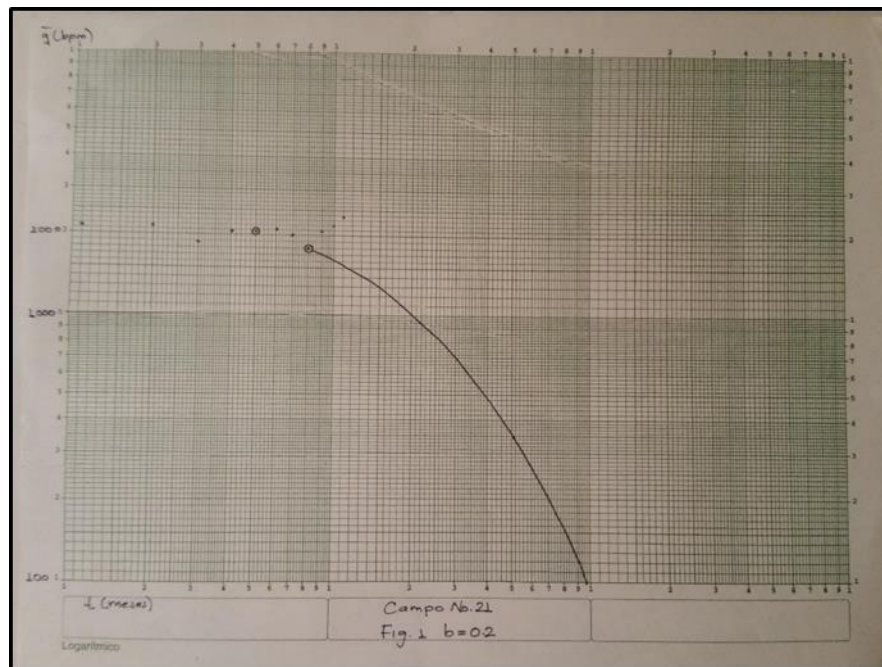
**Figura 18.** Datos históricos producción vs tiempo del campo No.5 graficados en escala logarítmica

---

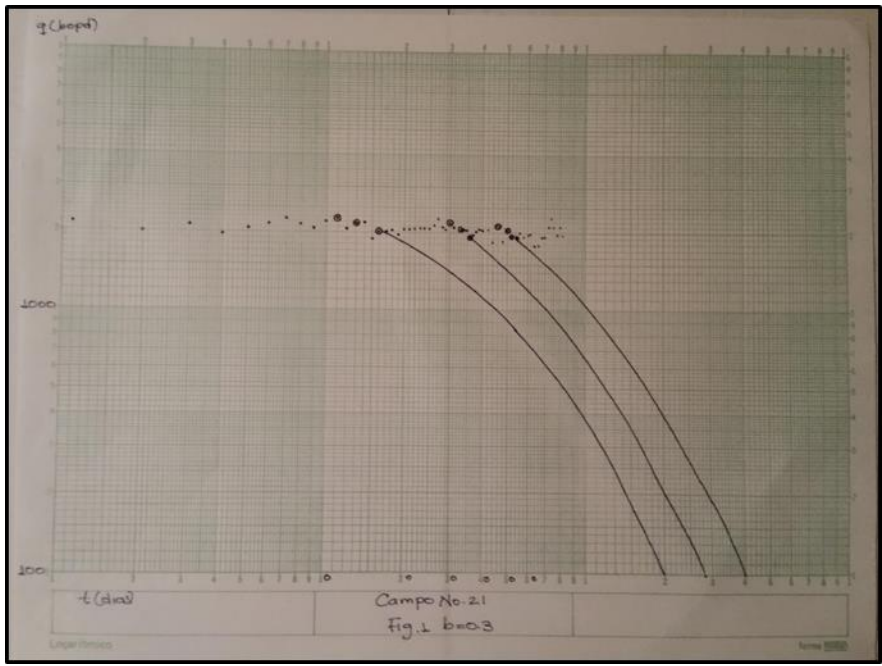
<sup>17</sup> FETKOVICH, Michael J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. En: Encuentro de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos de AIME (48: 30 de septiembre al 03 de Octubre, 1973: Las Vegas, Nevada). Paper SPE 4629. Dallas: SPE, 1973. p. 6.



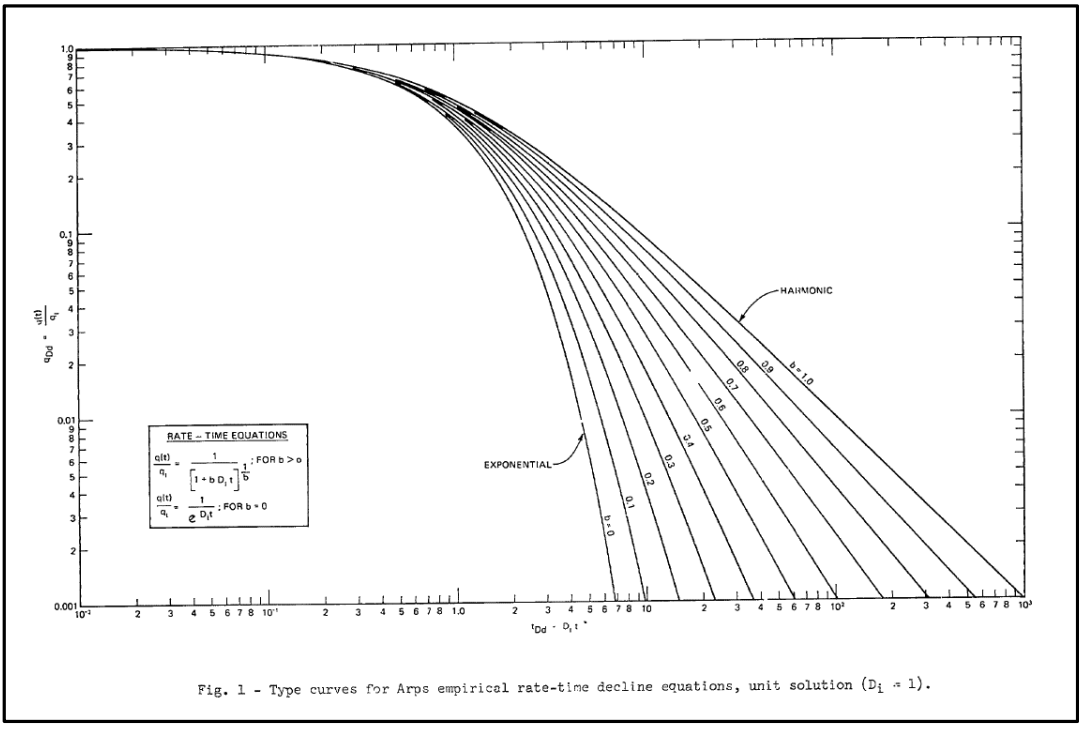
**Figura 19.** Datos históricos producción vs tiempo (promedio mes-día) del campo No.21 graficados en escala logarítmica



**Figura 20.** Datos históricos producción vs tiempo (diarios) del campo No.21 graficados en escala logarítmica



**Figura 21.** Gráfica de datos históricos sobre curva tipo



Para el caso del campo No.5 (Figura 18) tomando un punto de ajuste y utilizando las Ecuaciones 5 y 6 se observó que la curva que mejor se ajustaba era la de  $b=0$ , adicional al hecho de ser un campo de petróleo negro, con una presión por encima del punto de burbuja. Los datos que se obtuvieron empleando la metodología descrita anteriormente y las ecuaciones 5 y 6 son los siguientes:

$$q_i = 370 \text{ bbl/mes-día}$$
$$D_i = 0.01 \text{ mes}^{-1}$$

Con relación al campo No.21 (Figuras 19 y 20), la curva que mejor se ajustó a los datos fue la de  $b= 0.2$  y el ejercicio realizado con datos de producción promedio mes-día, arrojaron lo siguiente:

$$q_i = 2766 \text{ bbl/mes-día}$$
$$D_i = 0.05 \text{ mes}^{-1}$$

De igual forma, realizando el procedimiento con datos diarios de producción para el mismo campo, la curva con mejor ajusté fue  $b= 0.3$  y los resultados fueron los siguientes:

$$q_i = 3276 \text{ bopd}$$
$$D_i = 0.02 \text{ día}^{-1}$$

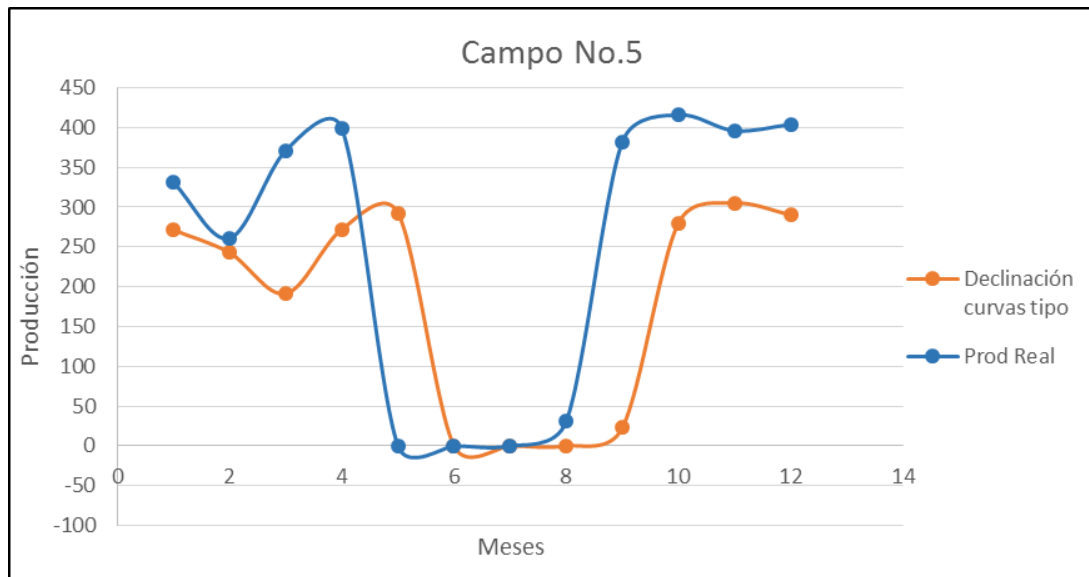
En la realización de la metodología para estos dos campos, se pudo observar que dado que los datos empleados no muestran una declinación clara y constante de producción, debido que se evidencian altos y bajos (tipo electrocardiograma), es improbable que todos los puntos ajusten a una curva tipo, por lo cual el método alcanza un cierto nivel de subjetividad y se debe recurrir al conocimiento del comportamiento del campo para elegir la curva que tenga una mayor aproximación de ajuste.

Para el primer ejercicio (campo No. 5) aplicando los datos obtenidos anteriormente en la Ecuación 2 (declinación exponencial) y comparándolos con los datos reales de producción del siguiente año (2013), se pueden evidenciar en la Figura 22 diferencias considerables en las declinaciones.

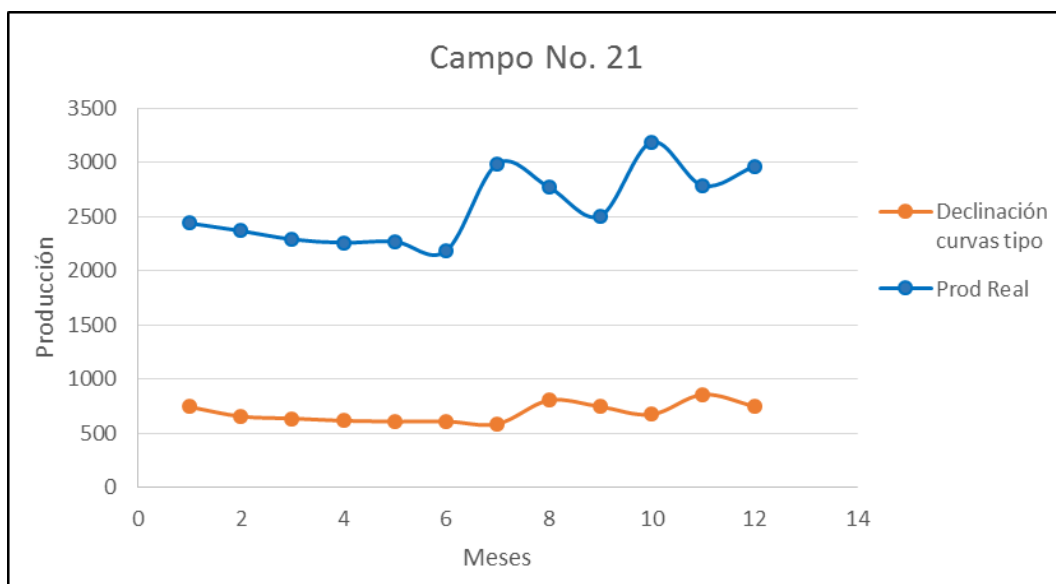
Lo mismo sucede con los dos ejercicios para el campo No. 21: producción promedio mes-día comparada con el año 2013 y producción diaria comparada con mes

siguiente del año 2012, aplicando la Ecuación 3 (declinación hiperbólica), los resultados son ilustrados en las Figuras 23 y 24.

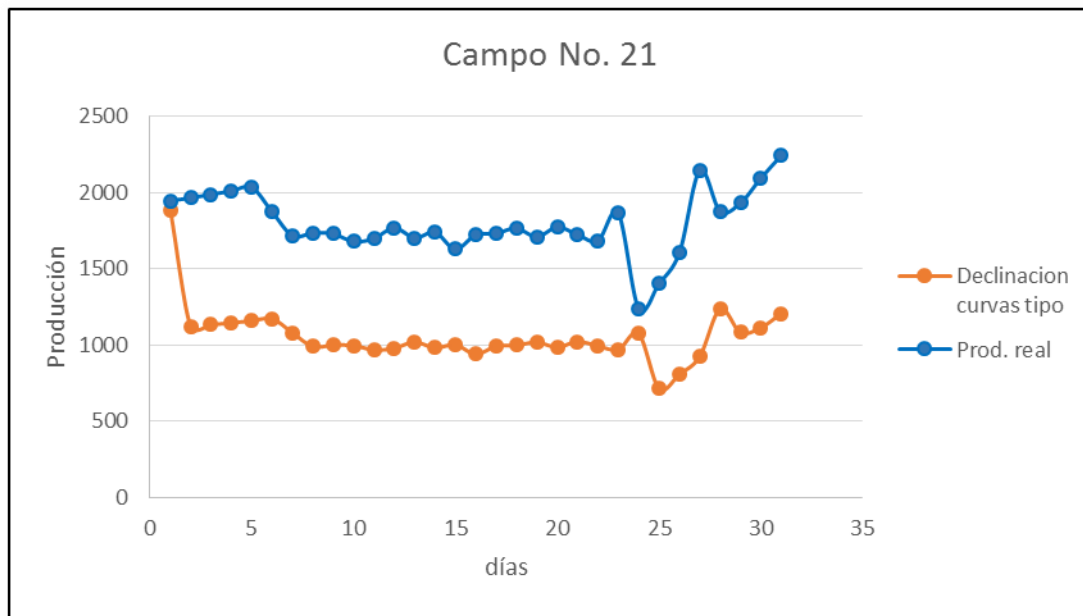
**Figura 22.** Gráfica comparando producción real vs curva tipo campo No.5 (producción promedio mes-día)



**Figura 23.** Gráfica comparando producción real vs curva tipo campo No.21 (producción promedio mes-día)



**Figura 24.** Gráfica comparando producción real vs curva tipo campo No.21 (datos diarios de producción en un intervalo de tiempo dado)



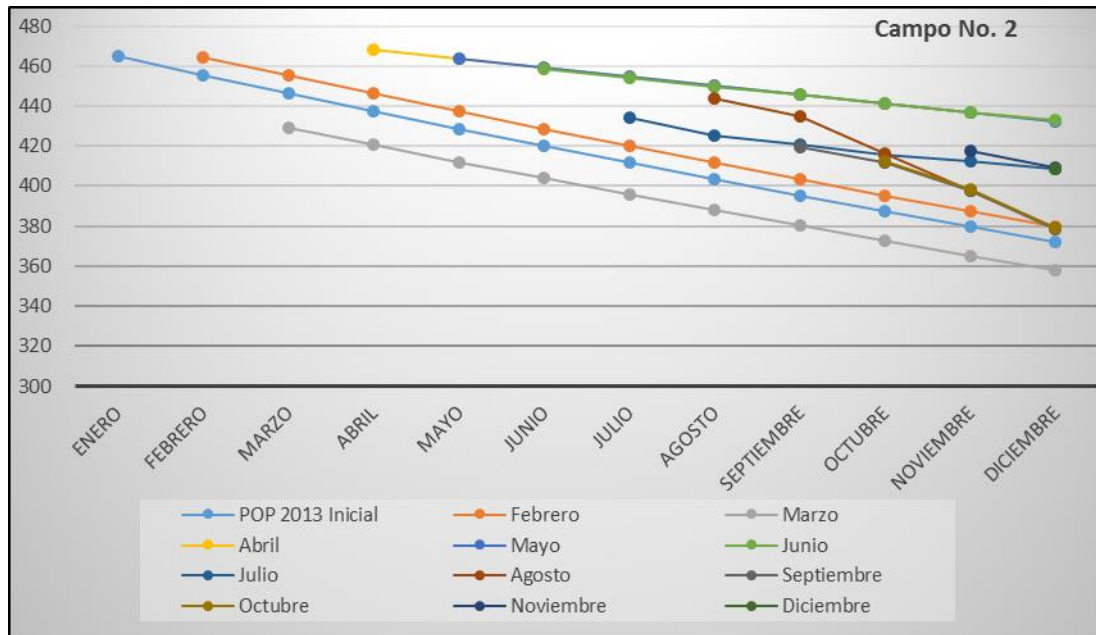
## 2.2 COMPARACIÓN POP INICIAL Y FINAL CON MÉTODO ACTUAL

Una vez realizado y evaluado el método de curvas tipo en dos campos con características diferentes, se procedió a la tabulación de los POP realizados en un año determinado, con el fin de observar mes a mes la variación que se ha presentado en las proyecciones de varios campos, en este caso se tomó una muestra de 12 campos.

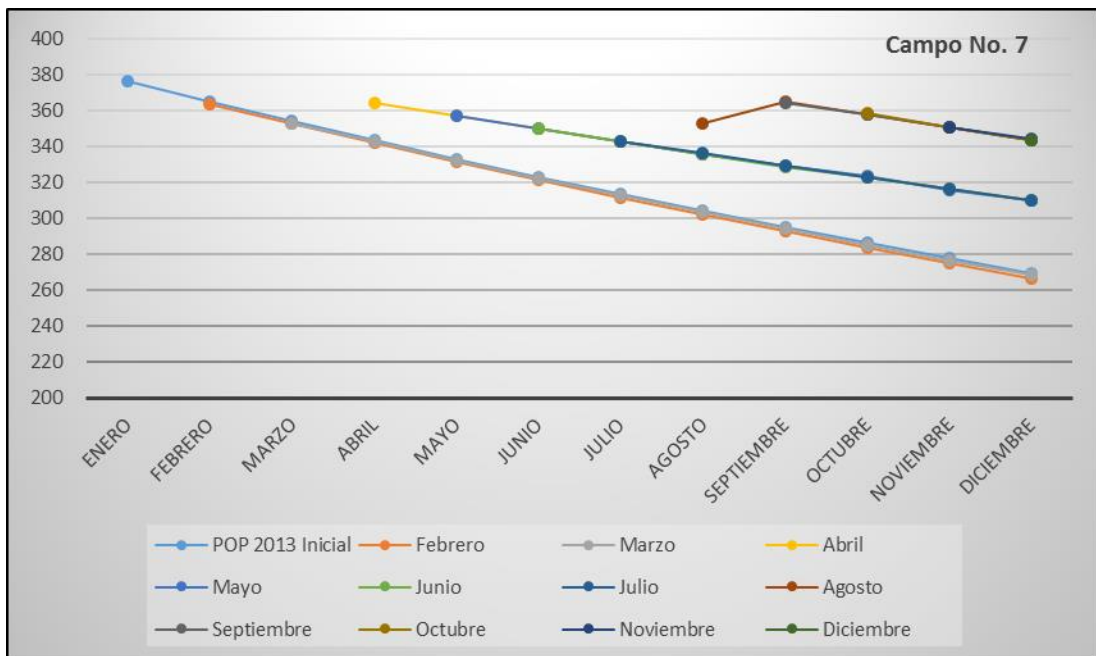
Específicamente se tomó el POP con la proyección de todo el año 2013 el cual fue elaborado en Diciembre del año 2012, este POP en las Figuras 25, 26, 27, 28, 29 y 30 es llamado: POP inicial 2013.

Dado que se deben actualizar las proyecciones mes a mes, en la Figura 25, 26 y 27 se muestra como el POP inicial 2013 va variando mes a mes, siendo evidente que en los últimos meses del año la proyección es bastante alejada de lo que inicialmente se había proyectado. Para efectos del presente trabajo serán ilustrados tres campos de la muestra analizada los cuales serán llamados: campo No. 2, campo No.7 y campo No.12

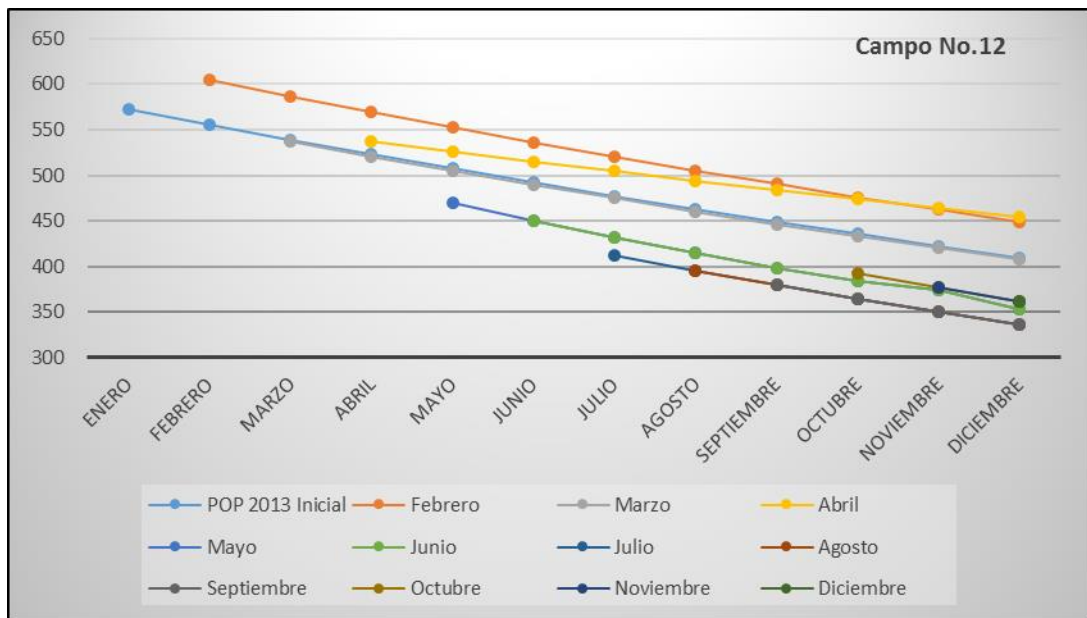
**Figura 25.** Variación mes a mes del POP inicial 2013, para el campo No.2



**Figura 26.** Variación mes a mes del POP inicial 2013, para el campo No.7

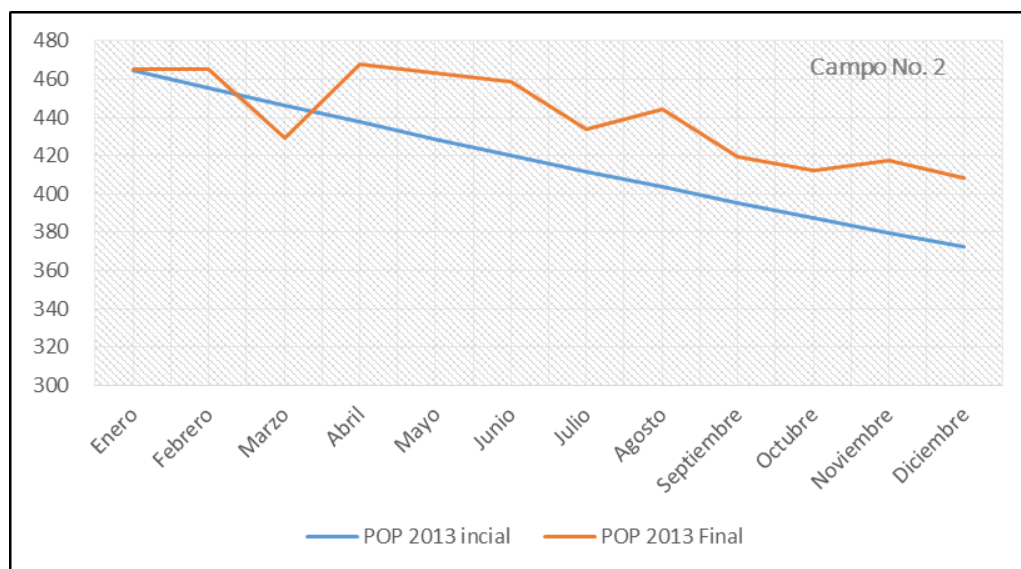


**Figura 27.** Variación mes a mes del POP inicial 2013, para el campo No.12

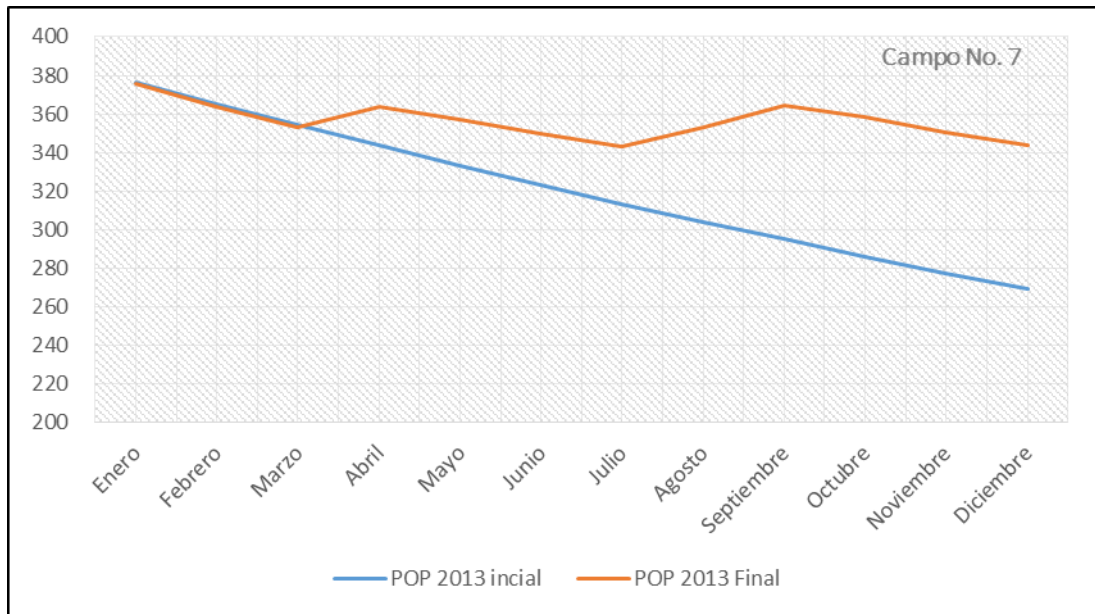


A continuación para una mejor visualización de la variación inicial con la final, se grafican el POP inicial 2013 con el consolidado final (POP final 2013) como se muestra en las Figuras 28, 29 y 30.

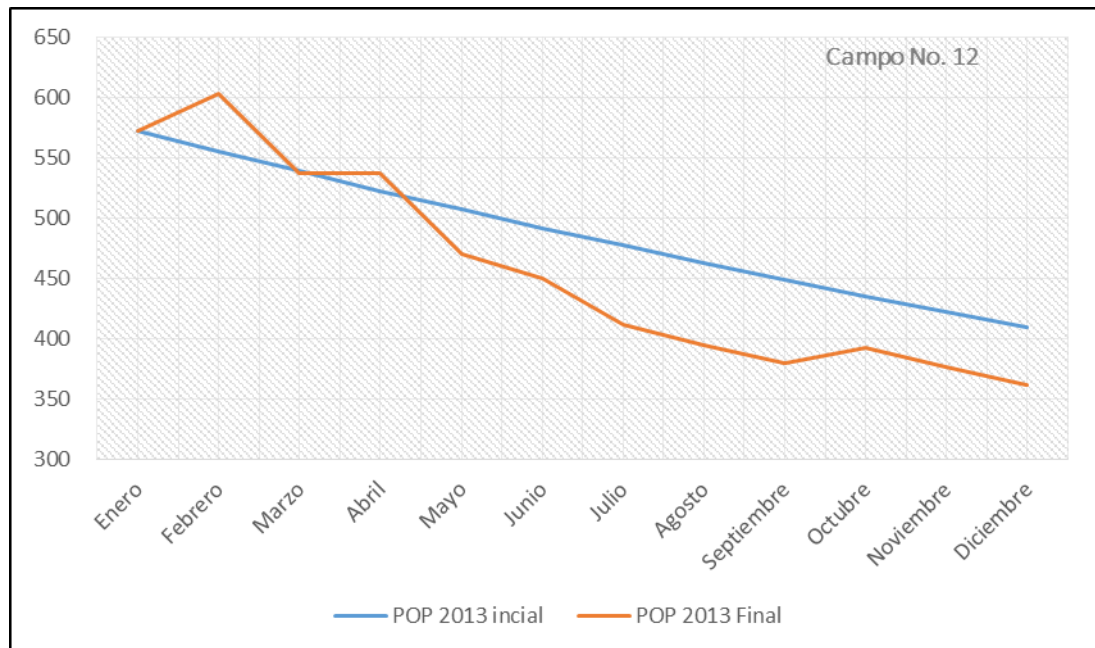
**Figura 28.** POP inicial 2013 vs POP final 2013 para el campo No.2



**Figura 29.** POP inicial 2013 vs POP final 2013 para el campo No.7



**Figura 30.** POP inicial 2013 vs POP final 2013 para el campo No.12



Se evidenciaron diferencias considerables en la mayoría de los campos, entre lo pronosticado inicialmente y la proyección consolidada al final, la cual se iba ajustando mes a mes de acuerdo a la producción real del campo. La variación porcentual promedio aproximada para el campo No. 2 fue de 8%, para el campo No. 7 de 17% y para el campo No. 12 de 10%. En la muestra total de los 12 campos la variación oscilaba entre 10% y 75% aproximadamente; las gráficas para la totalidad de los campos se encuentran en el Anexo A. Lo anterior permite comprobar la poca confiabilidad que existe actualmente al realizar las proyecciones y los altos porcentajes de incertidumbre en que se incurre.

### **2.3 VALIDACIÓN DE POP MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN**

Se realiza una consolidación de información histórica de producción para 31 campos pertenecientes a la región de la Orinoquía y a la costa caribe colombiana. La muestra total se dividió en 4 grupos:

- a) 20 campos del tipo petróleo negro (*black oil*) con un GOR bajo (máximo 400 scf/STB), un rango de gravedad API de 16 a 38 y un mecanismo de producción de empuje por agua.
- b) 5 campos del tipo petróleo negro por su gravedad API entre 17 y 31 pero llegando a ser del tipo petróleo volátil por el GOR producido (1000 – 50000 scf/STB) y con un mecanismo de producción de empuje por agua.
- c) 2 campos del tipo gas seco con un mecanismo de producción de empuje por agua.
- d) 4 campos con un historial de producción reciente (campos jóvenes), los cuales son del tipo petróleo negro con un GOR muy bajo (máx. 150 scf/STB), un rango de gravedad API de 15 a 30 y un mecanismo de producción de empuje por agua.

Los datos de producción tomados para los primeros 27 campos corresponden al año 2012, con el fin de reproducir los pronósticos operativos de producción (POP) del año 2013 mediante curvas de declinación y poderlos comparar contra los POP realizados en su momento con el método actual y contra la producción real; para los últimos 4 campos, dado su poco historial de producción se tomaron datos del año 2012 y 2013 por lo que 2 de ellos fueron comparados con el año 2013 y los otros 2 con el año 2014.

Inicialmente se tabularon los datos diarios de producción correspondientes al año 2012 para cada campo, una vez contando con estos datos vs tiempo se procedió a realizar dos gráficas como las mostradas en las Figuras 31 y 32, la primera en escala semilog (producción logarítmica y tiempo cartesiano) y la segunda gráfica en escala logarítmica (producción y tiempo logarítmico).

Si en la primera gráfica, los puntos mostraban una tendencia lineal se escogía la declinación exponencial para el campo, pero si en la segunda gráfica el comportamiento de los puntos era lineal, se seleccionaba la declinación armónica, si ninguna de las dos graficas generaban una tendencia lineal entonces se escogía la declinación hiperbólica, la cual tiene un tratamiento un poco más complejo, el cual será explicado en el Capítulo 3. Es de aclarar, que en la muestra de los 31 campos en ninguno se evidenció el comportamiento armónico, por lo que los campos se comportan de una forma exponencial o hiperbólica.

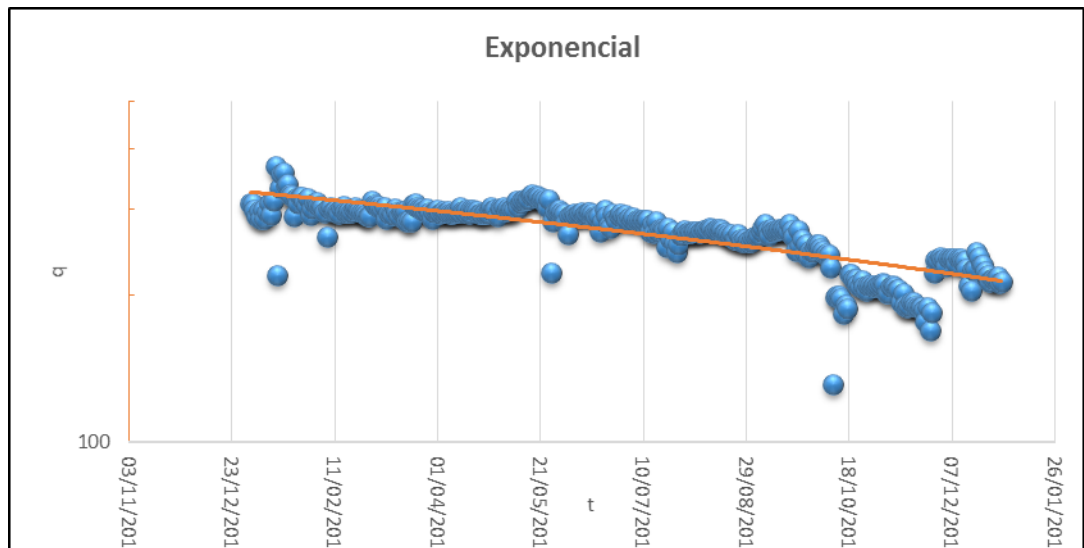
Una vez seleccionado el tipo de declinación acorde al comportamiento histórico del campo, se procedió a calcular la variable  $D_i$  (tasa de declinación), mediante las Ecuaciones 7, 8 y 9 en el Capítulo 3.

Posteriormente, en una tabla como la ilustrada en la Tabla 1, se tabularon los datos del POP mensual realizado en su momento con el procedimiento actual, los datos de producción real promedio mes-día correspondientes al año 2013 y mediante las Ecuaciones 2, 3 o 4 según el caso del comportamiento del campo, se calculó el nuevo POP con base en las curvas de declinación. Cada nuevo dato de POP se fue calculando teniendo en cuenta el último dato real de producción.

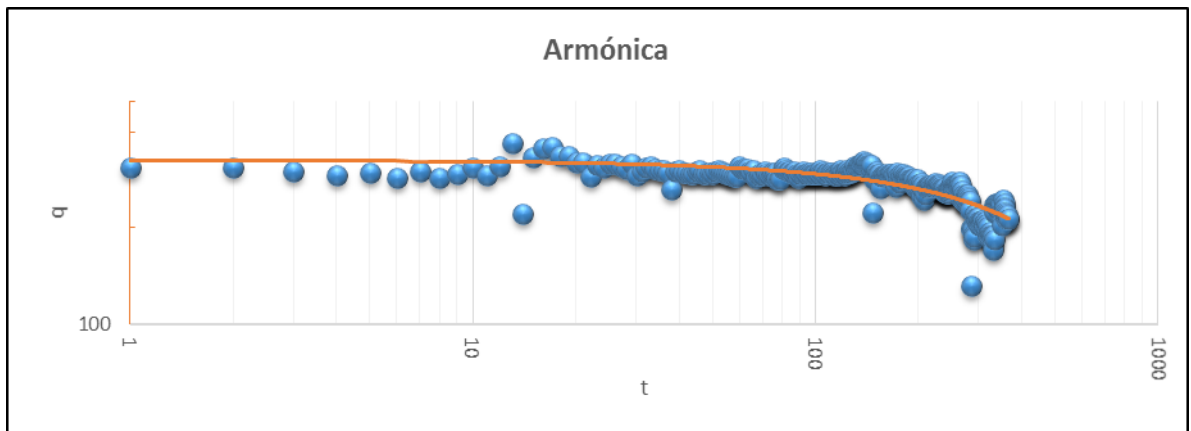
Adquiridos los datos anteriores: POP calculado con método actual, producción real y POP calculado mediante curvas de declinación, se generó una gráfica como la visualizada en la Figura 33, en la que se pudieran comparar los dos POP con respecto a la producción real y así validar si el método con curvas de declinación se acercaba más a la producción real.

A continuación, se ilustran los datos obtenidos en algunos de los campos de los grupos anteriormente mencionados, los datos para los 31 campos se encuentran en el Anexo B:

**Figura 31.** Gráfica semilog para campo No.1 correspondiente al grupo a.



**Figura 32.** Gráfica logarítmica para campo No.1 correspondiente al grupo a.

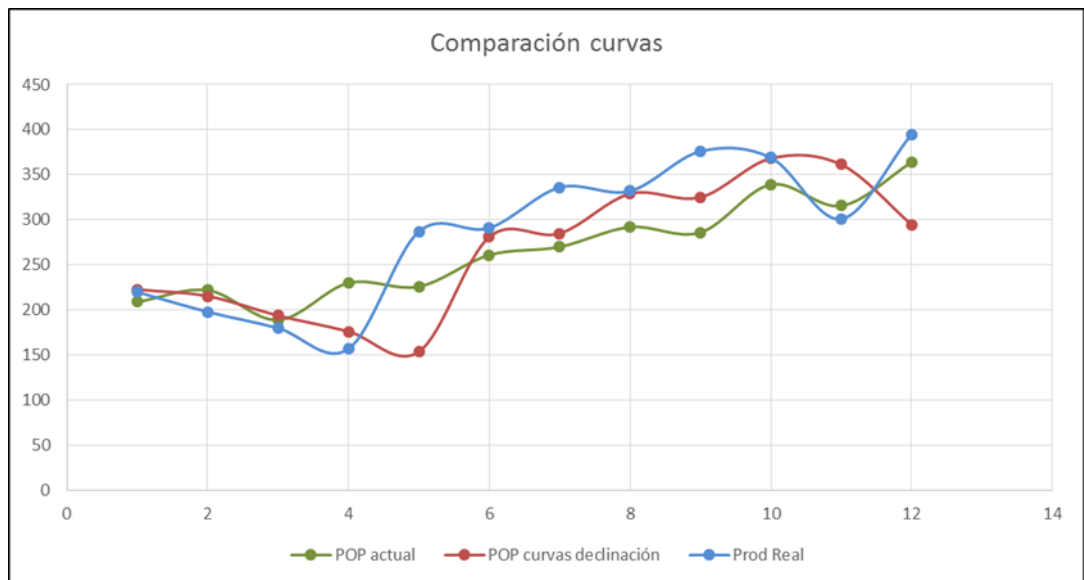


En este caso en ninguna de las gráficas se puede observar una tendencia lineal, por lo que el comportamiento hiperbólico es el que predomina en este campo.

**Tabla 1.** Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.1 correspondiente al grupo a.

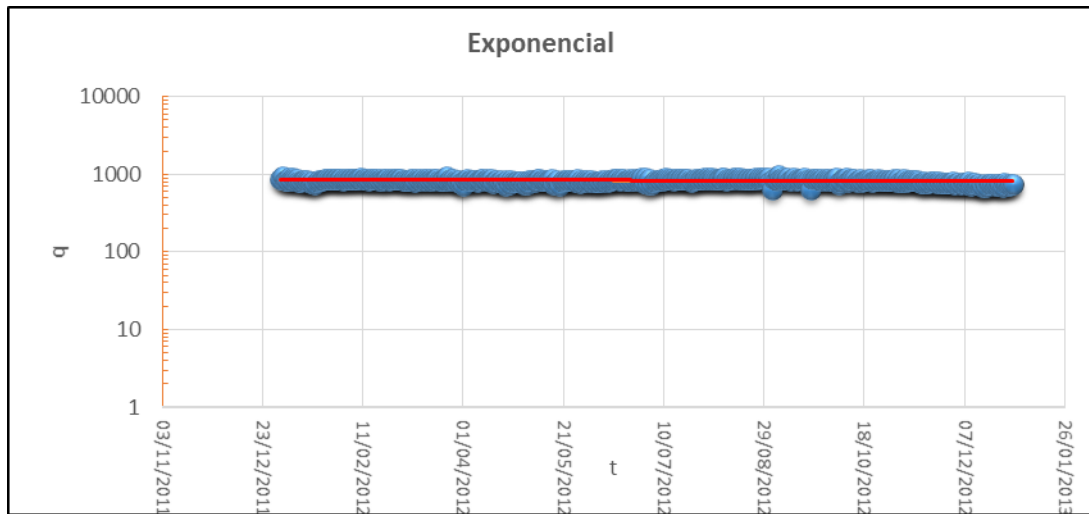
Año 2013				
Mes	# meses	POP procedimiento actual (bopd)	POP curvas declinación (bopd)	Producción real (bopd)
Ene.	1	209	223	220
Feb.	2	222	215	198
Mar.	3	189	194	180
Abr.	4	230	176	157
May.	5	226	154	287
Jun.	6	261	281	291
Jul.	7	270	285	336
Ago.	8	292	329	332
Sep.	9	286	325	376
Oct.	10	339	368	369
Nov.	11	316	361	301
Dic.	12	364	295	395

**Figura 33.** Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.1 correspondiente al grupo a.

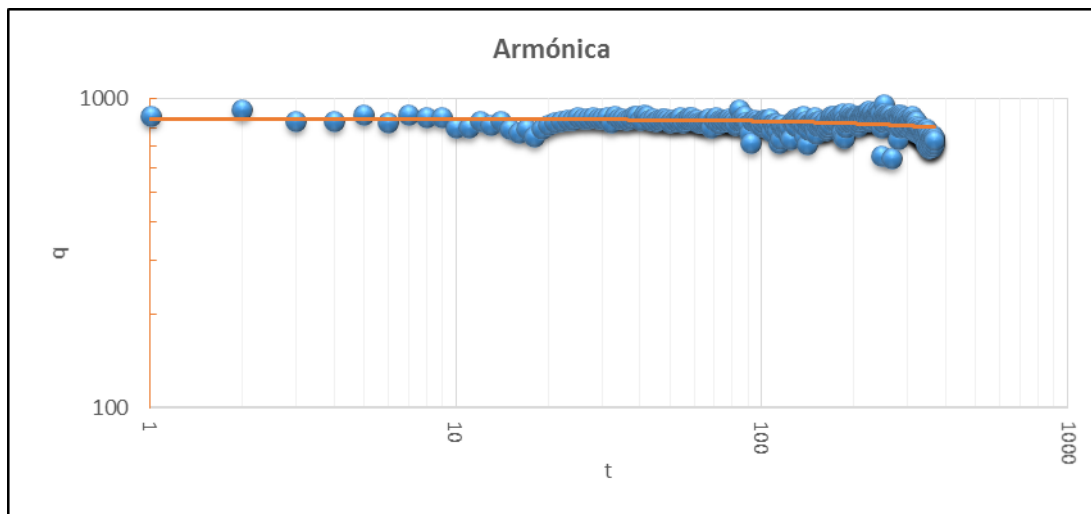


En la gráfica previa, se puede observar cómo el POP calculado mediante curvas de declinación (línea roja) es más cercano al comportamiento de la producción real (línea azul), mientras que el POP que fue calculado en su momento (línea verde) se aleja de la producción real.

**Figura 34.** Gráfica semilog para campo No.10 correspondiente al grupo a.



**Figura 35.** Gráfica logarítmica para campo No.10 correspondiente al grupo a.

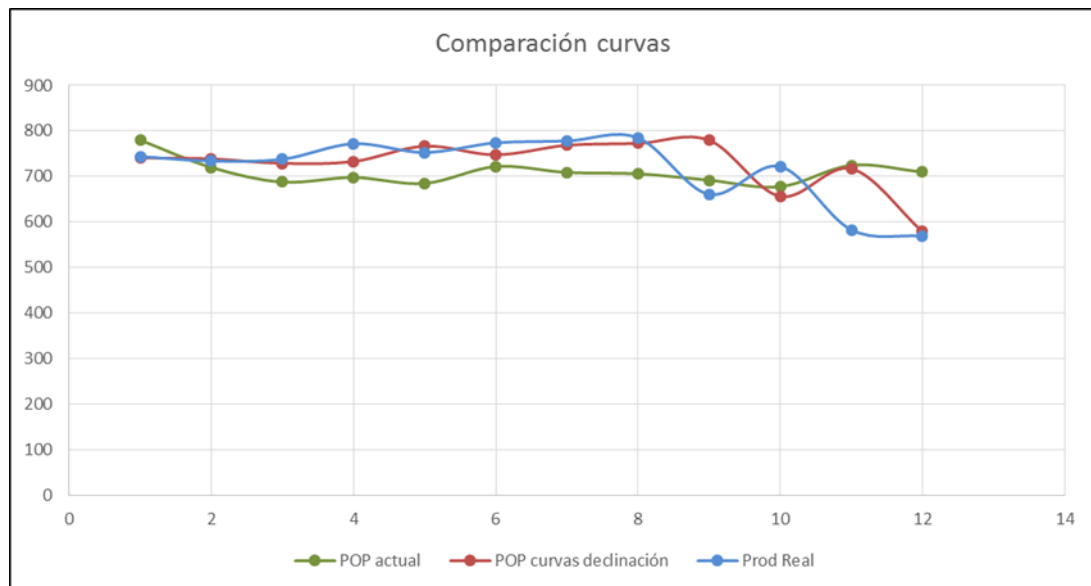


En este caso se puede ver en la Figura 34 una tendencia lineal, por lo que el comportamiento exponencial es el que predomina en este campo.

**Tabla 2.** Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.10 correspondiente al grupo a.

Año 2013				
Mes	# meses	POP procedimiento actual (bopd)	POP curvas declinación (bopd)	Producción real (bopd)
Ene	1	780	741	744
Feb.	2	720	739	734
Mar.	3	688	729	738
Abr.	4	698	733	772
May.	5	685	767	753
Jun.	6	722	748	774
Jul.	7	709	769	778
Ago.	8	706	773	785
Sep.	9	692	780	661
Oct.	10	678	656	722
Nov.	11	725	717	583
Dic.	12	710	579	569

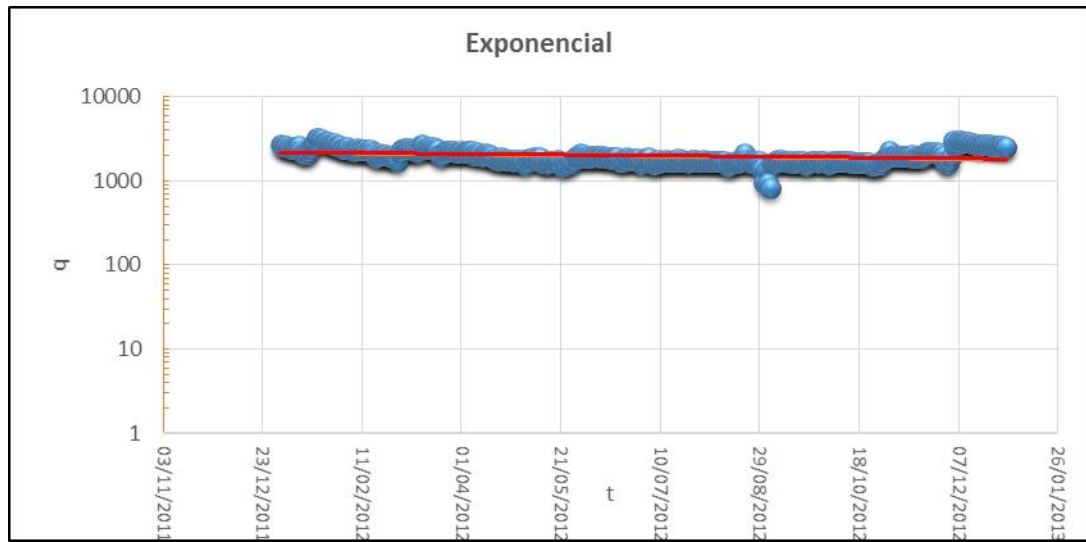
**Figura 36.** Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.10 correspondiente al grupo a.



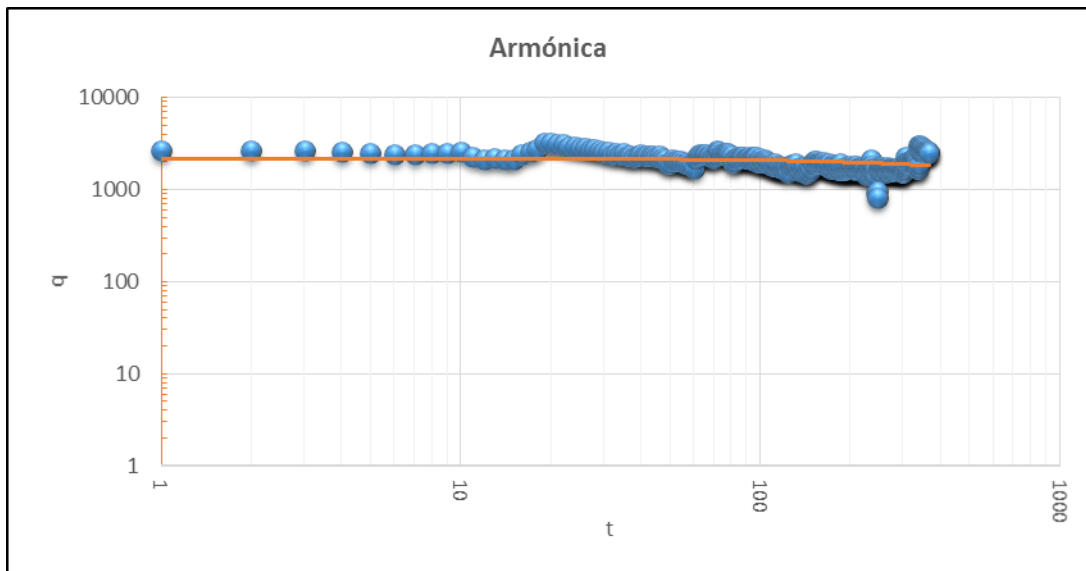
Igual que en el caso anterior, en la Figura 36 se puede observar cómo el POP calculado mediante curvas de declinación (línea roja) es más cercano al comportamiento de la producción real (línea azul), mientras que el POP que fue calculado en su momento (línea verde) se aleja de la producción real.

En el caso de los campos correspondientes al grupo b, 4 de 5 evidenciaron un comportamiento hiperbólico, siendo coherente con la literatura técnica de mostrar este tipo de declinación cuando presentan gas asociado. Lo anterior se puede apreciar en las Figuras 37 a 39.

**Figura 37.** Gráfica semilog para campo No.22 correspondiente al grupo b.



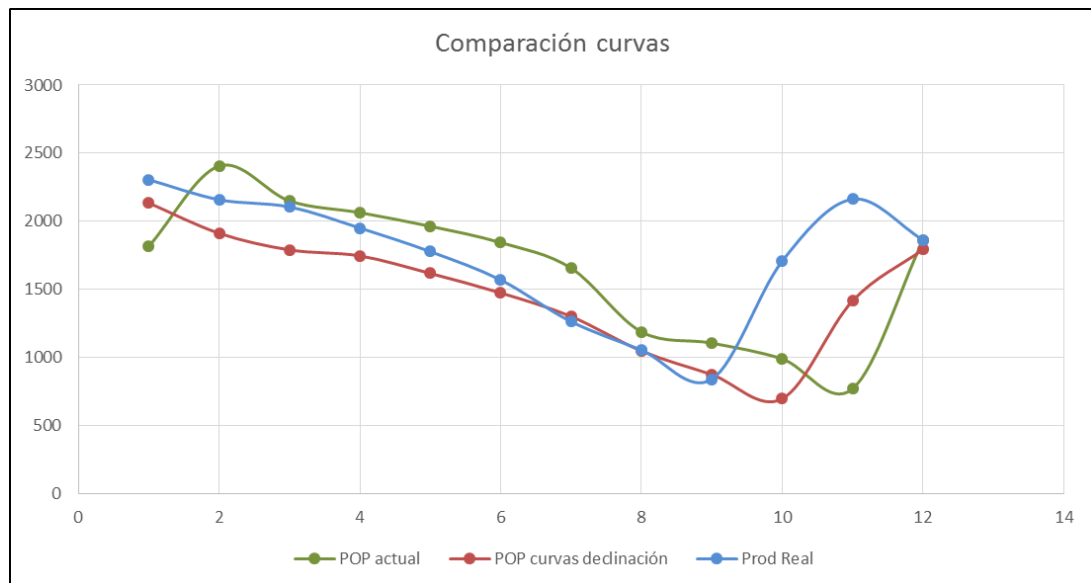
**Figura 38.** Gráfica logarítmica para campo No.22 correspondiente al grupo b.



**Tabla 3.** Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.22 correspondiente al grupo b.

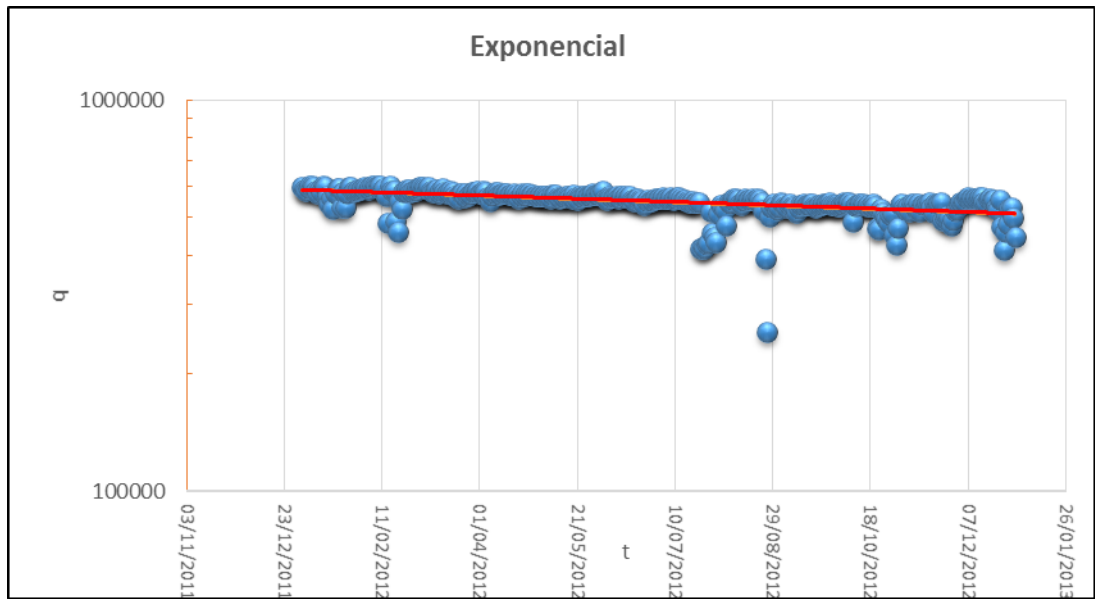
Año 2013				
Mes	# meses	POP procedimiento actual (bopd)	POP curvas declinación (bopd)	Producción real (bopd)
Ene	1	1816	2135	2306
Feb.	2	2407	1912	2159
Mar.	3	2150	1791	2106
Abr.	4	2064	1747	1951
May.	5	1964	1618	1778
Jun.	6	1844	1475	1570
Jul.	7	1657	1302	1264
Ago.	8	1189	1048	1055
Sep.	9	1106	875	841
Oct.	10	990	697	1708
Nov.	11	771	1417	2163
Dic.	12	1862	1794	1864

**Figura 39.** Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.22 correspondiente al grupo b.

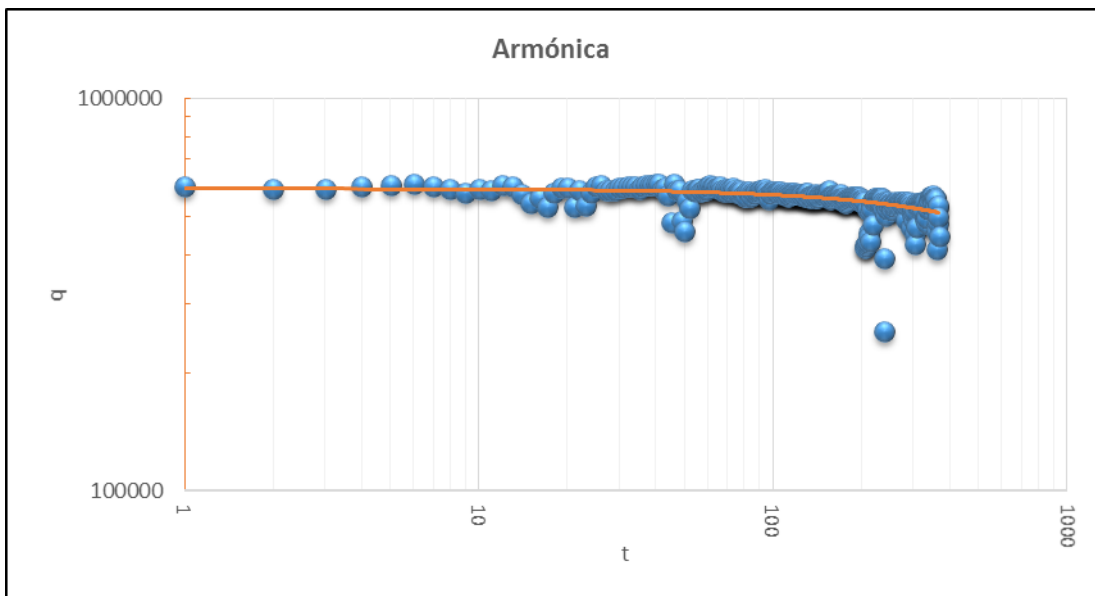


Para el caso del grupo c, los dos campos analizados también presentaron un comportamiento hiperbólico, al tratarse de campos de gas, como se puede visualizar en las gráficas 40 a 42:

**Figura 40.** Gráfica semilog para campo No.26 correspondiente al grupo c.



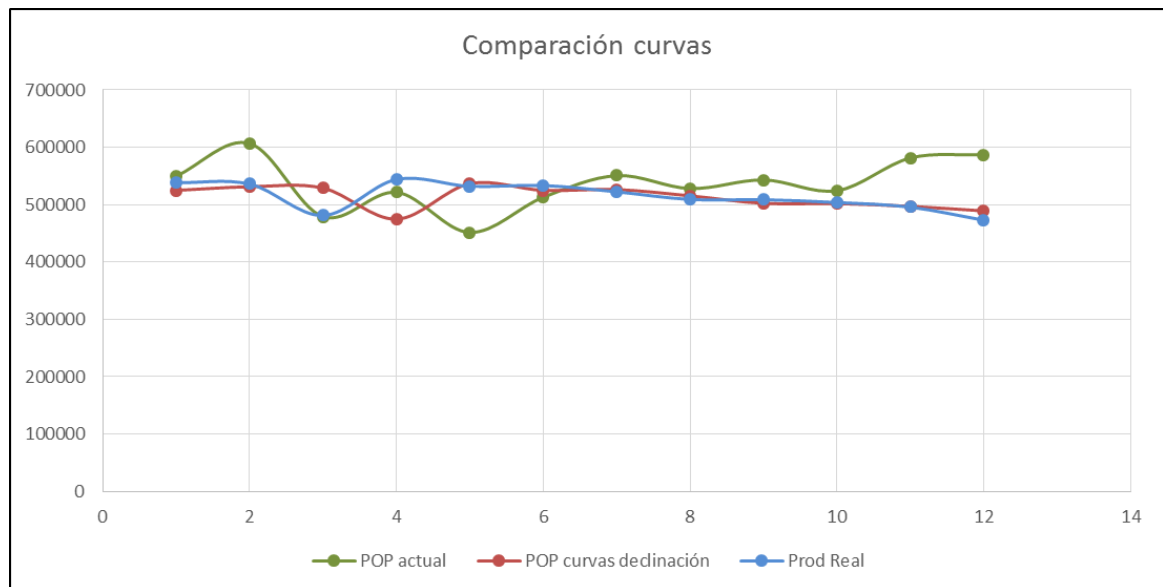
**Figura 41.** Gráfica logarítmica para campo No.26 correspondiente al grupo c.



**Tabla 4.** Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.26 correspondiente al grupo c.

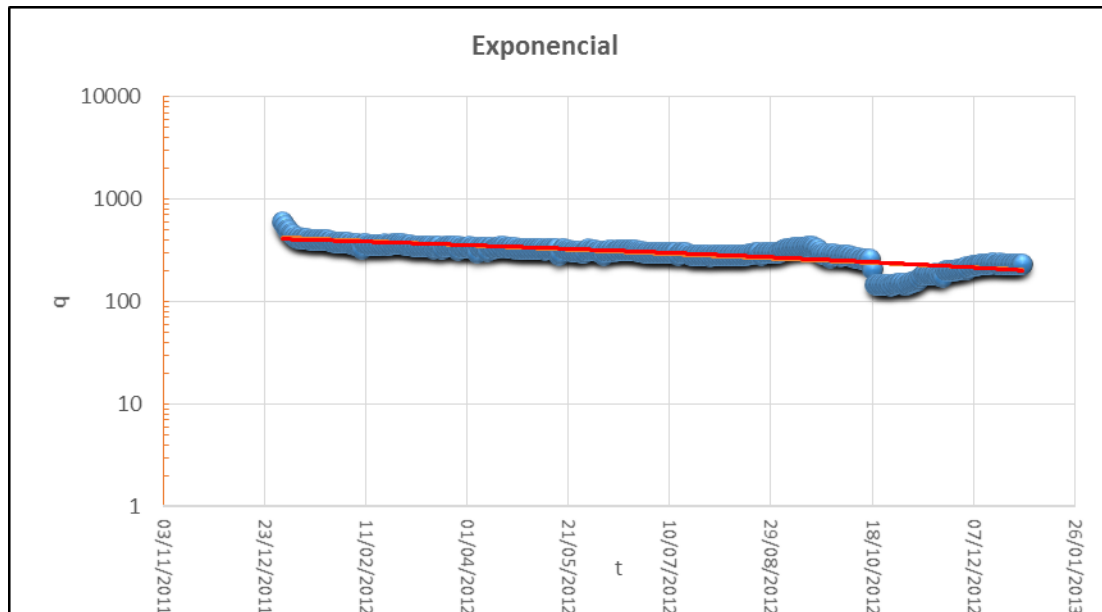
Año 2013				
Mes	# meses	POP procedimiento actual (kpcd)	POP curvas declinación (kpcd)	Producción real (kpcd)
Ene.	1	550000	525073	538466
Feb.	2	606896	531310	536127
Mar.	3	479252	529002	481305
Abr.	4	521726	474909	544081
May.	5	451679	536851	532118
Jun.	6	513022	525047	533550
Jul.	7	550790	526460	522514
Ago.	8	528181	515570	509237
Sep.	9	543300	502470	508731
Oct.	10	524505	501970	503858
Nov.	11	581520	497162	495840
Dic.	12	587270	489251	473046

**Figura 42.** Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.26 correspondiente al grupo c.

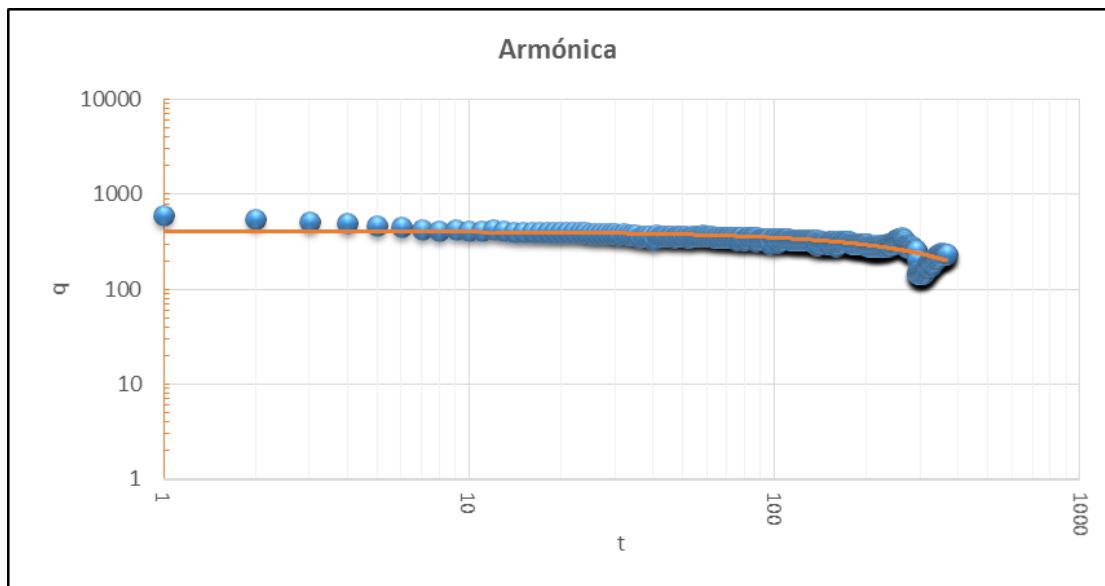


En el grupo d, el comportamiento presente en estos campos fue el hiperbólico, dado que son campos nuevos los cuales muestran una producción fluctuante. Lo anterior se puede visualizar en las Figuras 43, 44 y 45.

**Figura 43.** Gráfica semilog para campo No.30 correspondiente al grupo d.



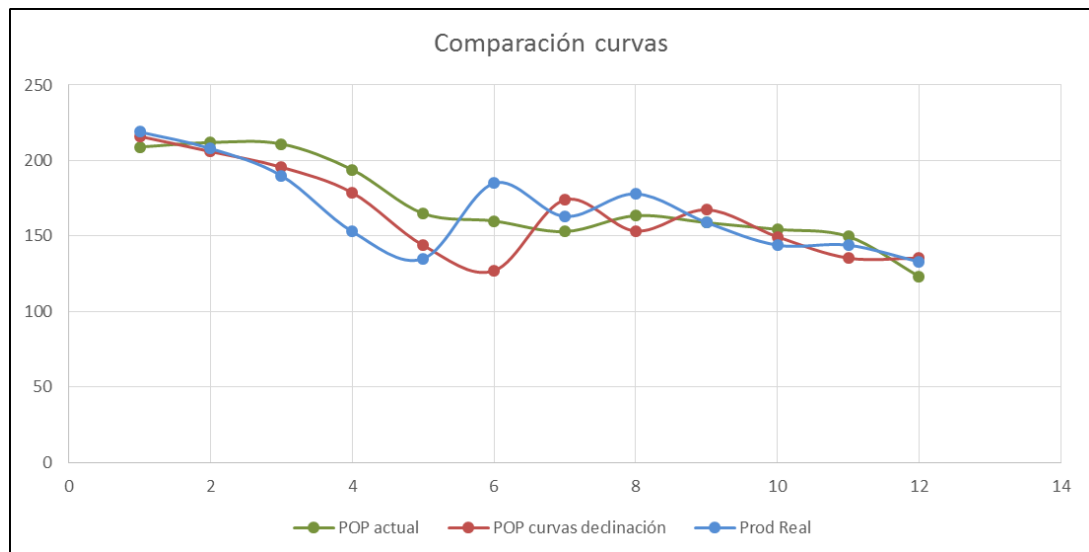
**Figura 44.** Gráfica logarítmica para campo No.30 correspondiente al grupo d.



**Tabla 5.** Datos POP actual, nuevo y producción real para campo No.30 correspondiente al grupo d.

Año 2013				
Mes	# meses	POP procedimiento actual (bopd)	POP curvas declinación (bopd)	Producción real (bopd)
Ene.	1	209	216	219
Feb.	2	212	206	208
Mar.	3	211	196	190
Abr.	4	194	179	153
May.	5	165	144	135
Jun.	6	160	127	185
Jul.	7	153	174	163
Ago.	8	163	153	178
Sep.	9	159	167	159
Oct.	10	154	150	144
Nov.	11	150	135	144
Dic.	12	123	135	133

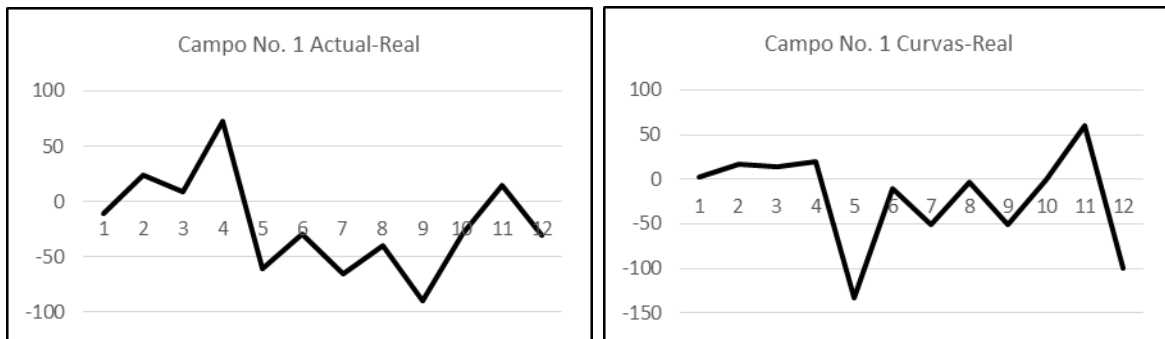
**Figura 45.** Gráfica comparando POP actual, nuevo y producción real para campo No.30 correspondiente al grupo d.



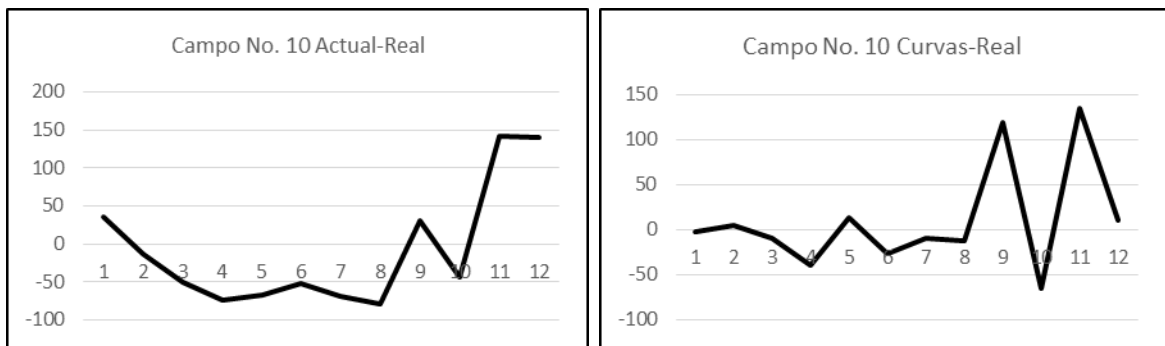
**2.3.1 Análisis estadístico de las diferencias entre el POP por método actual y el POP mediante curvas de declinación** Con base en la validación del POP obtenido mediante las curvas de declinación, se pretende mostrar por medio de un análisis estadístico en qué proporción es la variación de los datos obtenidos contra la producción real, igualmente comparar contra el POP que se realizó en su momento.

Como primera medida, se realizó un consolidado de datos en el cual se calculaba el error estadístico del POP actual vs producción real y otro consolidado de datos con el error estadístico del POP calculado mediante curvas de declinación vs producción real. Estos datos fueron graficados como se muestra en las Figuras 46, 47, 48, 49 y 50. La totalidad de gráficas se encuentran en el Anexo C.

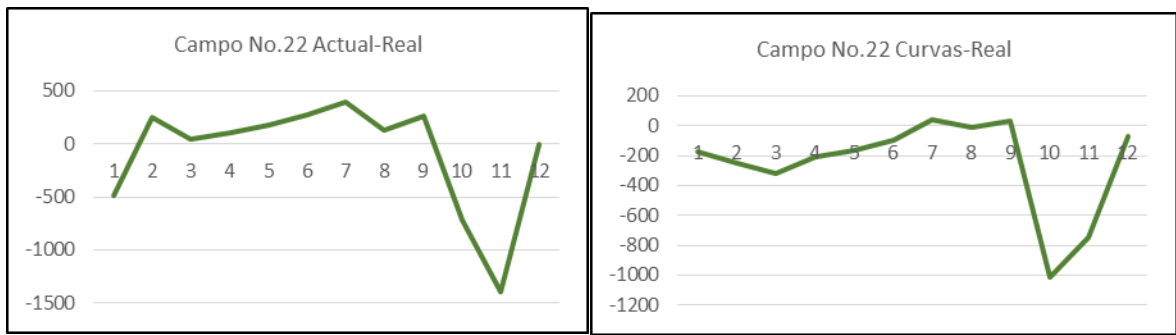
**Figura 46.** Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.1



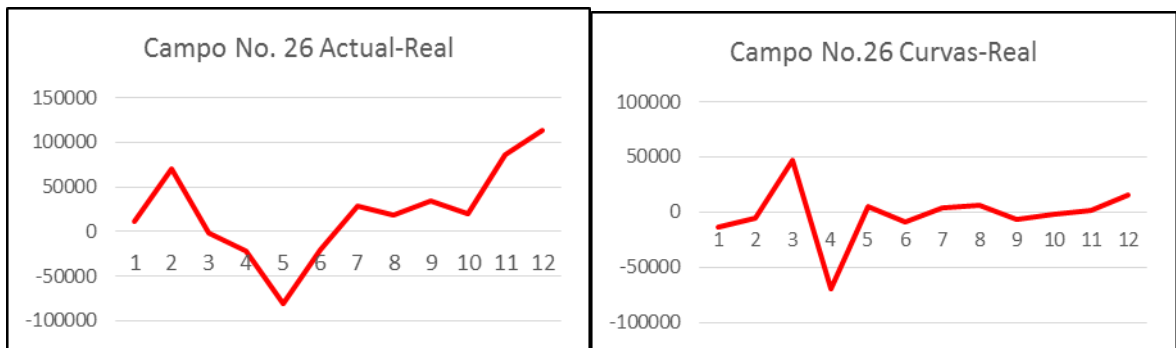
**Figura 47.** Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.10



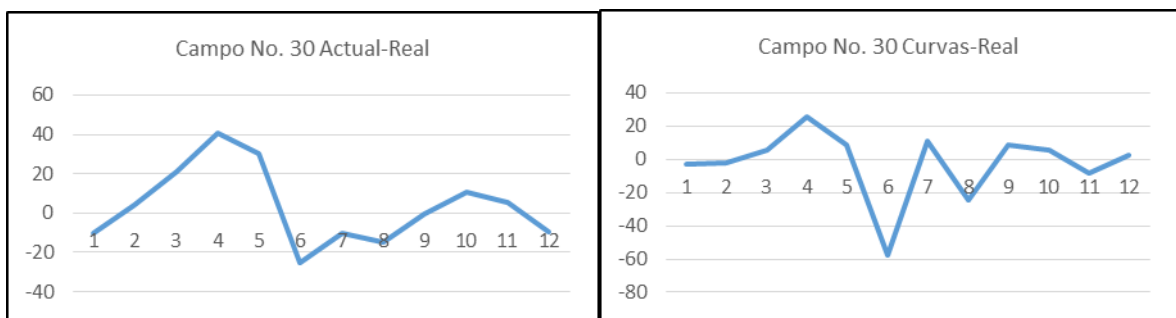
**Figura 48.** Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.22



**Figura 49.** Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.26



**Figura 50.** Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para el campo No.30



Como se puede observar en la gráficas anteriores el error estadístico es un poco menor (valores cercanos a cero) en las gráficas de la derecha (POP mediante curvas declinación), mientras que en las gráficas de la izquierda (POP actual) son

más lejanos de cero, generándose un error estadístico mayor respecto a la producción real.

Con base en los datos consolidados anteriormente, se obtiene el valor absoluto del error estadístico con el fin de calcular la desviación estándar para cada método.

Sin embargo, 5 de los 31 campos no se tuvieron en cuenta en el análisis de la desviación estándar dado su gran error estadístico, originado por causas ajenas a la operación misma del campo (valores atípicos u *outliers*).

Las Figuras 51 y 52 muestran gráficamente la desviación estándar para el método actual y el método con curvas de declinación de los 26 campos analizados.

**Figura 51.** Desviación estándar método actual



**Figura 52.** Desviación estándar método curvas de declinación



El porcentaje de desviación estándar comparando los dos métodos es del 7%, teniendo una menor desviación el método de curvas de declinación.

Con el valor absoluto de los datos de error estadístico, se obtuvo una media para cada campo y para cada método. El porcentaje de desviación estándar de la media total comparando los dos métodos es del 99%, siendo menor la desviación estándar de la media en el método de curvas de declinación, como se puede observar en la Tabla 7.

**Tabla 6.** Consolidado valor absoluto de error estadístico método actual

	Error Actual-Real												Media	Dev Stand.	
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre			
Campo 1	11	24	9	73	61	30	66	40	90	30	15	31	40	26,44	
Campo 2	3	7	0	5	14	19	31	28	5	92	3	3	18	25,62	
Campo 3	13	35	57	4	38	15	6	21	3	3	8	26	19	17,05	
Campo 4	44	179	110	93	11	182	92	58	38	12	18	6	70	62,25	
Campo 5	15	49	61	57	338	353	349	31	5	47	1	15	110	144,06	
Campo 6	16	8	0	12	14	14	21	17	9	16	15	15	13	5,37	
Campo 7	31	63	56	10	20	32	39	0	29	109	271	184	70	80,78	
Campo 8	5	20	31	13	13	12	19	3	7	4	7	123	21	33,03	
Campo 9	2	1	31	2	9	11	10	3	1	25	104	103	25	37,79	
Campo 10	36	14	50	74	68	52	69	79	31	44	142	141	67	39,71	
Campo 11	267	238	40	42	55	7	19	2	18	46	39	58	69	87,65	
Campo 12	19	4	13	55	81	7	4	23	139	129	5	10	41	49,47	
Campo 13	16	92	1	39	142	160	3	79	89	31	78	57	66	51,20	
Campo 14	41	28	110	10	8	1	14	34	16	42	15	5	27	29,56	
Campo 15	2	7	1	0	3	6	11	10	8	20	24	26	10	8,98	
Campo 16	5	9	11	8	4	6	2	4	23	24	18	8	10	7,48	
Campo 17	16	19	62	55	6	29	72	66	76	111	232	161	75	65,75	
Campo 18	665	2078	823	48	380	4009	281	784	1205	4066	23	1630	1333	1403,89	
Campo 19	2325	13057	4820	545	167	22072	2773	384	6164	17475	92	4585	6205	7366,06	
Campo 20	1	33	39	6	24	26	67	82	37	5	25	15	30	24,37	
Campo 21	297	171	12	50	134	162	395	224	270	582	354	82	228	162,79	
Campo 22	490	248	44	113	186	274	393	134	265	718	1392	2	355	382,67	
Campo 23	244	105	6	121	8	0	374	1039	33	454	874	872	344	383,13	
Campo 24	152	14	40	45	17	39	31	21	488	861	782	450	245	316,65	
Campo 25	1175	4770	2884	3518	688	5446	2216	886	2352	3810	200	572	2376	1739,96	
Campo 26	11534	70769	2053	22355	80439	20528	28276	18944	34569	20647	85680	114224	42502	35711,54	
Campo 27	2155	61004	12329	4305	7885	59803	62212	446	2111	63852	72366	70248	34893	31692,66	
Campo 28	126	190	512	81	205	1221	37	19	205	663	187	196	304	344,42	
Campo 29	12	2	116	220	191	30	98	106	69	23	1	223	91	83,15	
Campo 30	10	4	21	41	30	25	10	15	0	10	6	10	15	11,93	
Campo 31	225	109	74	174	88	70	31	62	4	10	62	43	79	64,66	
													<b>Promedio</b>	<b>93,93</b>	<b>97,92</b>
													<b>Desviación estándar</b>	<b>9995</b>	

\*Los datos sombreados en azul, datos descartados del análisis (valores atípicos u outliers)



### 3. PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN (POP) BASADOS EN CURVAS DE DECLINACIÓN

Basado en el desarrollo del presente trabajo se elaboró una guía con el fin de elaborar los POP's, los pasos son los siguientes:

1. Tomar una data de producción del campo, la mayor cantidad de datos.
2. De acuerdo a los tres modelos de comportamiento de declinación propuestos por el geólogo Arps, J.J (1945): Exponencial, Armónico e Hiperbólico; graficar producción (q) vs tiempo (t) en escalas semilog y log-log.
3. Si en la gráfica semilog se evidencia un comportamiento de la producción vs tiempo en línea recta, se deberá tomar como base el modelo exponencial. Si la gráfica log-log muestra un comportamiento de la producción vs tiempo en línea recta, se deberá tomar como base el modelo armónico. Si en ninguna de las dos gráficas se evidencia un comportamiento en línea recta se deberá tomar el modelo hiperbólico.
4. Una vez definido el modelo a tomar, se deberá calcular el parámetro  $D$  llamado tasa de declinación:
  - En el caso del modelo exponencial,  $D$  es determinado de la data de producción y se obtiene tomando los datos de la pendiente de la línea recta en la gráfica semilog ( $t_1, q_1$ ) y ( $t_2, q_2$ ) y resolviendo la siguiente ecuación ( $D$  estará dado en declinación por día, si la historia de producción es diaria o por mes si la historia de producción es mensual):

**Ecuación 7.** Fórmula para hallar  $D$  en modelo exponencial.

$$D = \frac{1}{t_2 - t_1} * \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$$

- Para la declinación armónica,  $D$  será estimado de la data de producción con base en la pendiente de la línea recta en la gráfica log-log:

**Ecuación 8.** Fórmula para hallar  $D$  en modelo armónico.

$$D = \frac{\left(\frac{q_0}{q_1} - 1\right)}{t_1}$$

Donde  $q_0$  es la tasa de producción en  $t=0$ .

• Para el modelo hiperbólico,  $D$  será determinado basado en lo siguiente:

- a) De la gráfica semi-log, en el tramo donde el comportamiento producción vs tiempo pueda ser lo más recto posible, seleccione los puntos  $(t_1, q_1)$  y  $(t_2, q_2)$ .
- b) Calculando un tercer punto  $q_3 = \sqrt{q_1 * q_2}$ , leer en la gráfica  $t_3$ .
- c) Con los 3 puntos anteriores calcular  $(b/a)$ :

$$\left(\frac{b}{a}\right) = \frac{t_1 + t_2 - 2t_3}{t_3^2 - t_1 * t_2}$$

- d) Encontrar  $q_0$  en  $t=0$
- e) Seleccionar cualquier punto  $(t^*, q^*)$  dentro del tramo  $(t_1, q_1)$  y  $(t_2, q_2)$ .
- f) Calcule  $a$ :

$$a = \frac{\log\left(\frac{q_0}{q^*}\right)}{\log\left(1 + \left(\frac{b}{a}\right) t^*\right)}$$

- g) Finalmente calcule  $D$  como se muestra en la Ecuación 9:

**Ecuación 9.** Fórmula para hallar  $D$  en modelo hiperbólico.

$$D = \left(\frac{b}{a}\right) * a$$

5. Con la tasa de declinación  $D$  determinada y la producción real del campo (último mes disponible), utilice las Ecuaciones 2, 3 y 4 del Capítulo 1 de acuerdo al modelo de declinación definido, con el fin de calcular la producción en el mes a proyectar:

- Modelo exponencial:  $q = q_i \exp(-D_i * t)$
- Modelo armónico:  $q = \frac{q_i}{(1+D_i t)}$
- Modelo hiperbólico:  $q = \frac{q_i}{(1+bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$

Donde,

$q_i$  será la última producción real del campo disponible.

$t$  será el número de días del mes correspondiente a proyectar.

6. Para definir los POP's: al valor de producción calculado en el paso anterior, súmele la producción que se obtendrá por los trabajos a realizar y réstele la producción que se dejará de percibir por las restricciones que se darán durante los meses a proyectar.

#### 4. HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA CALCULAR PRONÓSTICOS OPERATIVOS DE PRODUCCIÓN (POP) BASADOS EN CURVAS DE DECLINACION

Con base en la guía paso a paso para la elaboración de los POP por medio de curvas de declinación (Capítulo 3), se quiso desarrollar una herramienta práctica en el programa Excel, la cual automatizara ese paso a paso para calcular de manera rápida los Pronósticos Operativos de Producción (POP); adicional, crear un soporte técnico eficiente para el Ingeniero de Producción cada vez que requiera elaborar los pronósticos.

Como se mencionó anteriormente, la herramienta consiste en un archivo sencillo de Excel con macros encontrada en el Anexo D. A continuación el paso a paso para el uso de la herramienta, se usará un ejemplo de un campo imaginario llamado BERLLY:

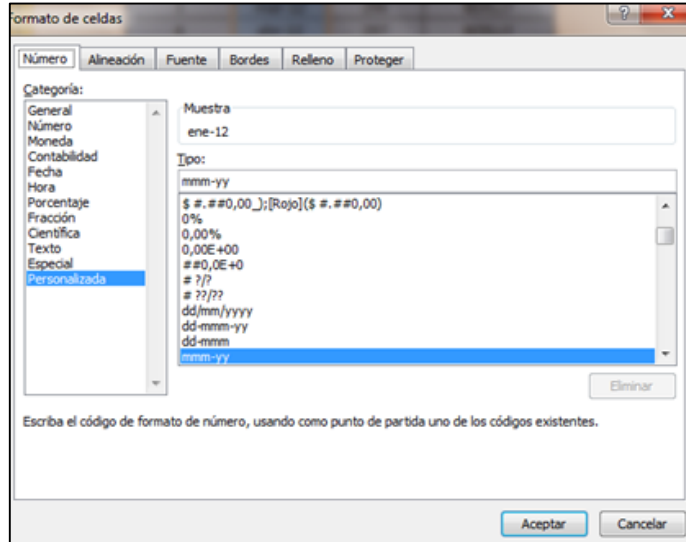
- Paso 1: Introducir en la pestaña “DATOS”, datos de producción relacionados con un tiempo, ítem y sigla del campo/pozo (celdas sombreadas en azul) como se muestra en la Figura, cabe mencionar que sólo pueden ser ingresados un máximo de 250 datos, dado que la función de Excel empleada soporta máximo esta cantidad de datos.

**Figura 53.** Pestaña DATOS

ITEM	FECHA	BOPD / KPCD	SIGLA CAMPO
1	ene-12	310	BERLLY
2	feb-12	298	BERLLY
3	mar-12	296	BERLLY
4	abr-12	297	BERLLY
5	may-12	302	BERLLY
6	jun-12	290	BERLLY
7	jul-12	271	BERLLY
8	ago-12	267	BERLLY
9	sep-12	259	BERLLY
10	oct-12	204	BERLLY
11	nov-12	209	BERLLY
12	dic-12	223	BERLLY

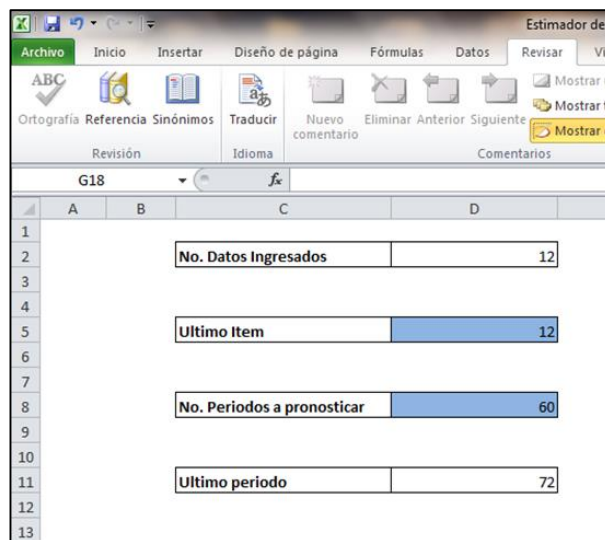
Es importante, dependiendo de los datos de tiempo que se vayan a emplear (día, mes, año) cambiar el formato de celda:

**Figura 54.** Formato de celda tiempo



- Paso 2: En la pestaña “PARÁMETROS”, llenar únicamente las celdas sombreadas en azul, dado que la herramienta contará el número de datos ingresados anteriormente. En Último Ítem se colocará el mismo número que aparece en No. Datos Ingresados; en la celda de No. Periodos a pronosticar se colocará el número de datos que se quieran tener como pronóstico; en la herramienta sólo se podrán pronosticar un máximo de 60 periodos hacia adelante. La celda de Último periodo indica el último dato de pronóstico, como se muestra en la Figura 55.

**Figura 55.** Pestaña PARÁMETROS



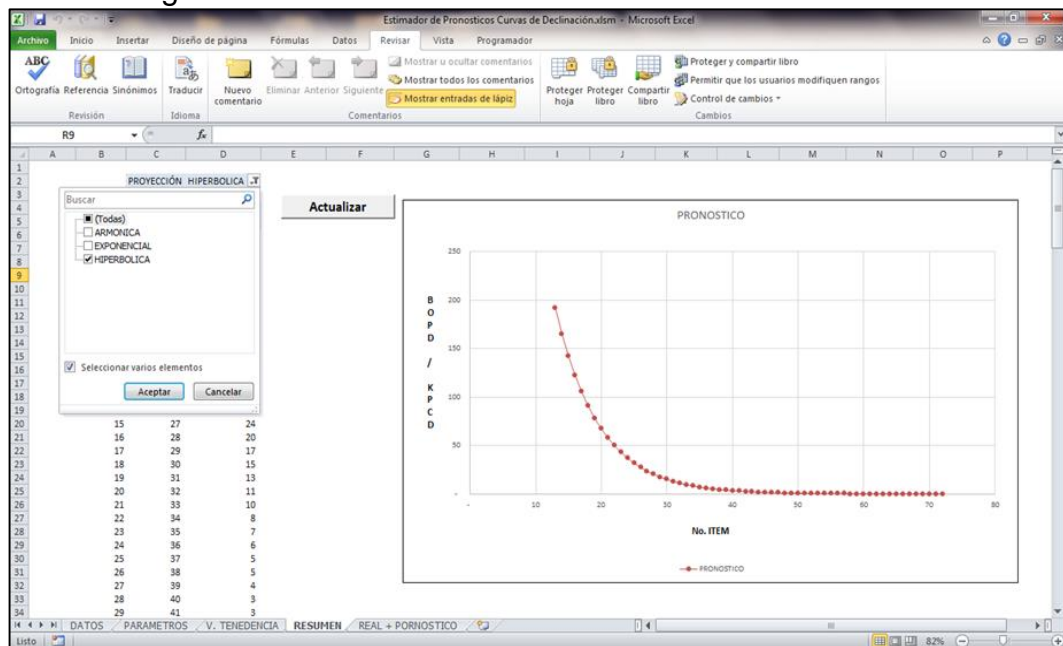
- Paso 3: En la pestaña “RESUMEN”, dar click en el botón Actualizar.

**Figura 56.** Pestaña RESUMEN

Contador	No. Item	Total
1	13	214
2	14	205

- Paso 4: En pestaña “V. TENDENCIA”, se muestra un grafica de la producción histórica y la validación de las gráficas log y semi log que permiten verificar visualmente el método a seleccionar (exponencial o armónico), en el evento en que las dos graficas no formen un línea recta sobre la nube de puntos, de acuerdo a la teoría se empleará el método hiperbólico. Una vez verificado el método se regresa nuevamente a la pestaña “RESUMEN”.
- Paso 5: En la pestaña “RESUMEN” se procede a escoger el método previamente validado en la pestaña “V. TENDENCIA”, como se muestra en la Figura 57.

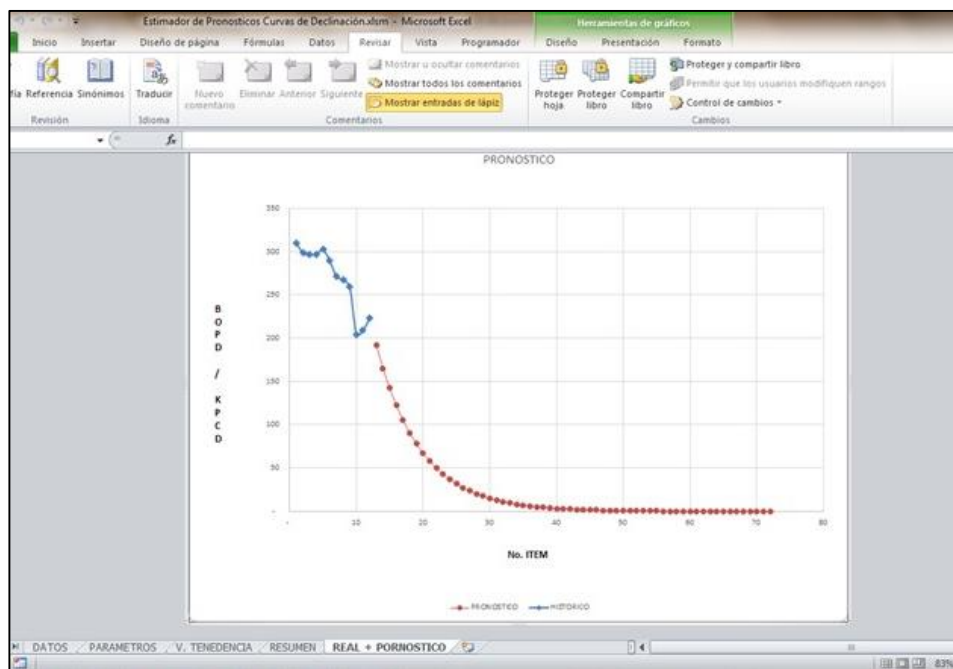
**Figura 57.** Escoger método



Igualmente, se puede simular cuantas veces se desee a fin de encontrar el pronóstico que más se asemeje al comportamiento de producción con dar click en el botón actualizar.

- Paso 6: Una vez seleccionado el pronóstico, en la pestaña “REAL+PRONÓSTICO” se puede visualizar el punto de continuación de los datos históricos con el pronóstico obtenido, ilustrado en la Figura 58.

**Figura 58.** Pestaña REAL+PRONÓSTICO



## 5. IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA CALCULAR POP EN UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO

Con el fin de validar la herramienta creada para calcular los POP a partir de curvas de declinación, se selecciona un campo petrolero colombiano, al cual se llamará PROUIS. Este campo hace parte de los 31 campos tomados para muestra de este estudio. A continuación se ilustran en las Figuras 59 a 64 los datos ingresados y obtenidos con la herramienta:

**Figura 59.** Datos campo PROUIS

	B	C	D	E	F	G
	ITEM	FECHA	BOPD / KPCD	SIGLA CAMPO		
	1	01-may-12	2058	PROUIS		
	2	02-may-12	2051	PROUIS		
	3	03-may-12	2036	PROUIS		
	4	04-may-12	2033	PROUIS		
	5	05-may-12	2017	PROUIS		
	6	06-may-12	2029	PROUIS		
	7	07-may-12	2145	PROUIS		
	8	08-may-12	1857	PROUIS		
	9	09-may-12	2004	PROUIS		
	10	10-may-12	2091	PROUIS		
	11	11-may-12	1930	PROUIS		
	12	12-may-12	2081	PROUIS		
	13	13-may-12	2046	PROUIS		
	14	14-may-12	2039	PROUIS		
	15	15-may-12	2058	PROUIS		
	16	16-may-12	2030	PROUIS		
	17	17-may-12	2041	PROUIS		
	18	18-may-12	2126	PROUIS		
	19	19-may-12	1956	PROUIS		
	20	20-may-12	2126	PROUIS		
	21	21-may-12	1869	PROUIS		
	22	22-may-12	2069	PROUIS		
	23	23-may-12	1989	PROUIS		
	24	24-may-12	2023	PROUIS		
	25	25-may-12	2038	PROUIS		
	26	26-may-12	1977	PROUIS		
	27	27-may-12	2039	PROUIS		
	28	28-may-12	2017	PROUIS		
	29	29-may-12	2028	PROUIS		
	30	30-may-12	2009	PROUIS		
	31	31-may-12	1995	PROUIS		
	<b>DATOS</b>	PARAMETROS	V. TENEDENCIA	RESUMEN	REAL + PORNOSTICO	

**Figura 60. Parámetros**

A	B	C	D	E
No. Datos Ingresados		31		
Ultimo Item		31		
No. Periodos a pronosticar		15		
Ultimo periodo		46		

**Figura 61. Actualización datos**

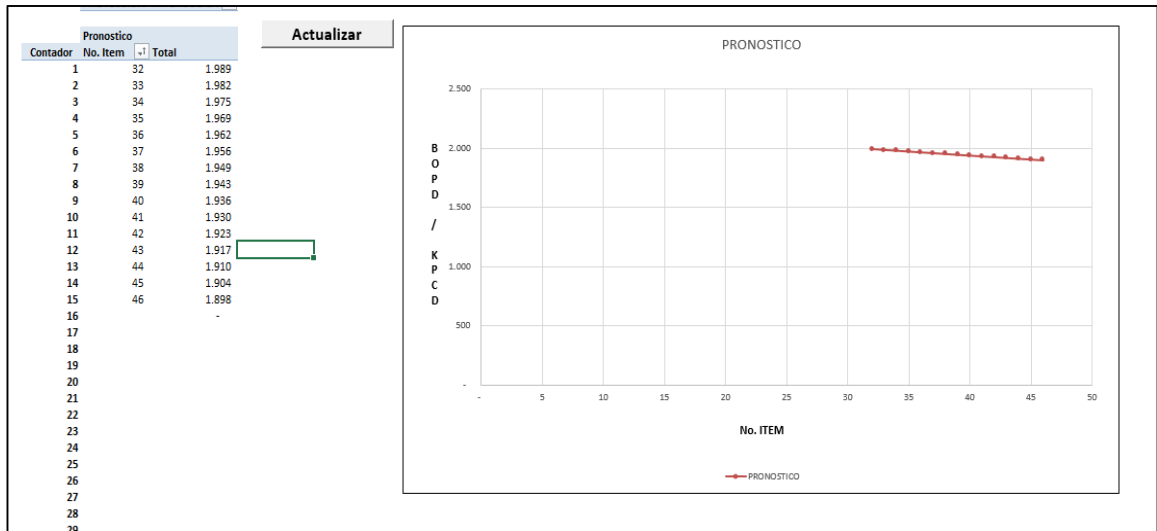
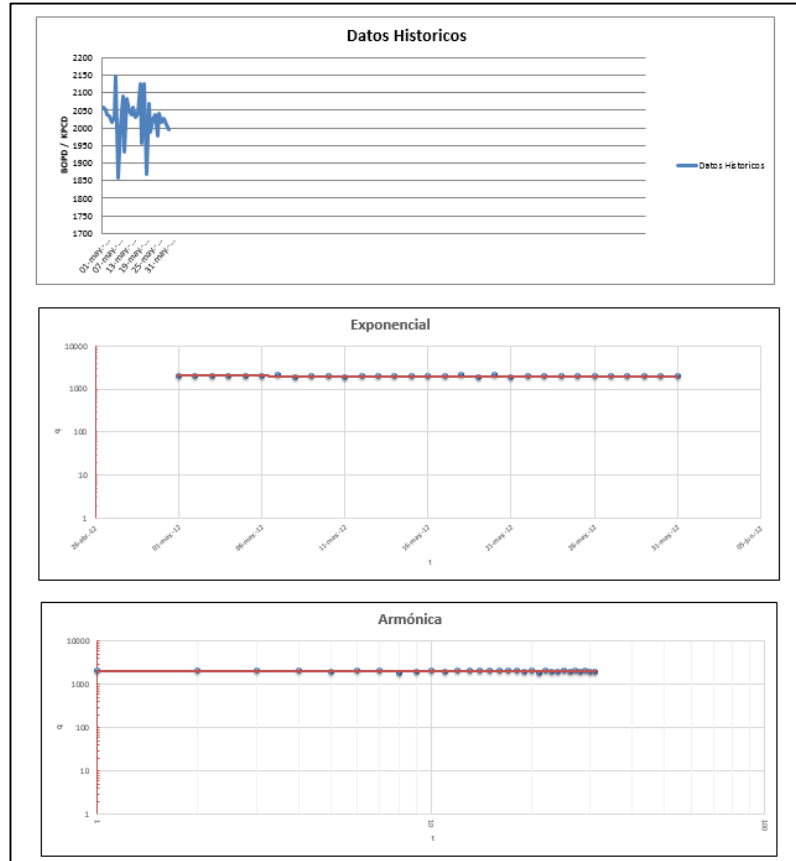
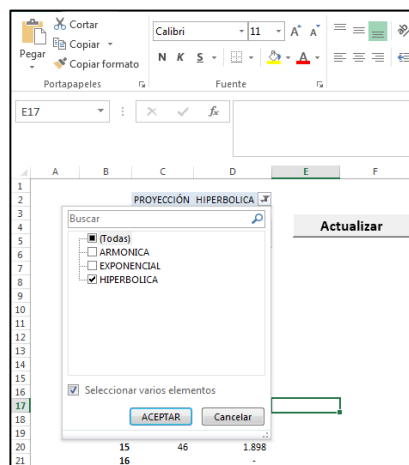


Figura 62. Validación método

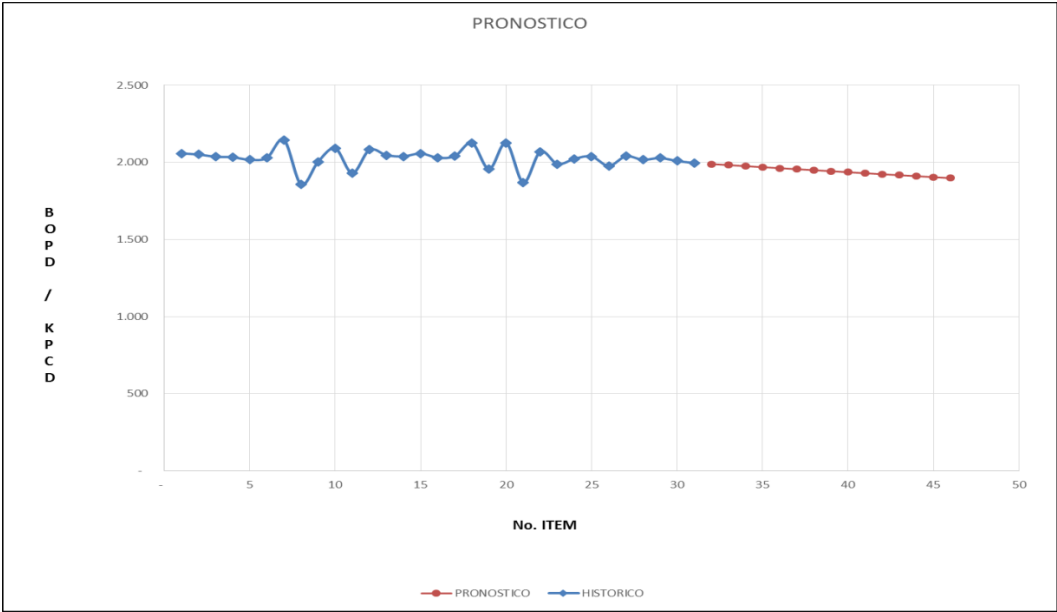


Dado que los datos en las gráficas semi-log y log-log no se comportan en tendencia recta, se escoge el método hiperbólico.

Figura 63. Elección método



**Figura 64.** Datos históricos y pronóstico



## 6. CONCLUSIONES

- ✓ En el análisis de curvas tipo en dos campos, se pudo observar que los datos empleados no muestran una declinación clara y constante de producción, debido que se evidencian altos y bajos (tipo electrocardiograma), es improbable que todos los puntos ajusten a una curva tipo, por lo cual el método alcanza un cierto nivel de subjetividad y se debe recurrir al conocimiento del comportamiento del campo para elegir la curva que tenga una mayor aproximación de ajuste.
- ✓ Al comparar los datos obtenidos por medio de curvas tipo con los datos reales de producción de los campos seleccionados como ejemplo se evidencian diferencias considerables en las declinaciones, siendo éste un método no propicio para campos con productividad poco constante.
- ✓ Cuando se realizó la comparación entre el POP inicial y final de un año determinado con el método que actualmente se emplea se evidenciaron diferencias considerables en la mayoría de los campos, entre lo pronosticado inicialmente y la proyección consolidada al final, la cual se iba ajustando mes a mes de acuerdo a la producción real del campo. La variación porcentual promedio aproximada en la muestra total de los 12 campos oscilaba entre 10% y 75%. Lo anterior permite comprobar la poca confiabilidad que existe actualmente al realizar las proyecciones y los altos porcentajes de incertidumbre en que se incurre.
- ✓ En la validación del POP mediante curvas de declinación, el resultado en los 31 campos fue un mayor ajuste del POP calculado con curvas de declinación al comportamiento de la producción real que al POP con el método actual empleado, justificando la metodología por medio de curvas de declinación como una herramienta confiable y pertinente para ser aplicada en el cálculo de los Pronósticos Operativos de Producción (POP).
- ✓ De acuerdo a la clasificación dada a los 31 campos de la muestra, con base al tipo de fluido y al mecanismo natural de producción, para el grupo a (petróleo negro y bajo GOR) la mayoría presentó un comportamiento exponencial; en el caso de los campos correspondientes al grupo b (con un alto GOR), 4 de 5 campos evidenciaron un comportamiento hiperbólico, dado la presencia gas asociado; para el caso del grupo c (campos de gas), los dos campos analizados también presentaron un comportamiento hiperbólico; en el grupo d, el comportamiento presente en estos campos fue el hiperbólico, dado que son

campos nuevos los cuales muestran una producción fluctuante. Todo lo anterior siendo coherente con la literatura técnica de mostrar este tipo de declinación.

- ✓ En el análisis estadístico, al calcular el error del POP actual vs. producción real y el error del POP calculado mediante curvas de declinación vs. producción real, se evidencia que el error es menor (valores cercanos a cero) en el POP mediante curvas de declinación.
- ✓ El porcentaje de desviación estándar de la media total comparando los dos métodos es del 99%, siendo menor la desviación estándar de la media en el método de curvas de declinación confirmando una vez más la confiabilidad de los POP mediante curvas de declinación.
- ✓ El análisis de las curvas de declinación aplicado a un pozo, además de permitir predecir su desempeño permitirá identificar problemas de producción en la medida que la producción real se aleje de la producción prevista según la curva de declinación.
- ✓ En la evaluación de inversiones en nuevos campos, donde se tenga un registro histórico de su producción, el análisis de curvas de declinación permitirá conocer de manera rápida y con buen nivel de certeza, las reservas que se pueden obtener de los campos en análisis, suministrando un insumo fundamental para la evaluación financiera de las inversiones.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Second edition. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2010. 1235 y 1236 p.

ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Capítulo 1. Conceptos fundamentales, definición y clasificación de los yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, 2004. 16-17p.

FETKOVICH, Michael J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. En: Encuentro de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos de AIME (48: 30 de septiembre al 03 de Octubre, 1973: Las Vegas, Nevada). Paper SPE 4629. Dallas: SPE, 1973. p. 6.

GUO, B., LYONS, W. y GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering. Reservoir Deliverability. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2007. 30 y 31 p.

LAI, B. Fetkovich Type Curve [diapositivas]. Lafayette: Universidad de Lousiana, 2011. 7 diapositivas en medio magnético.

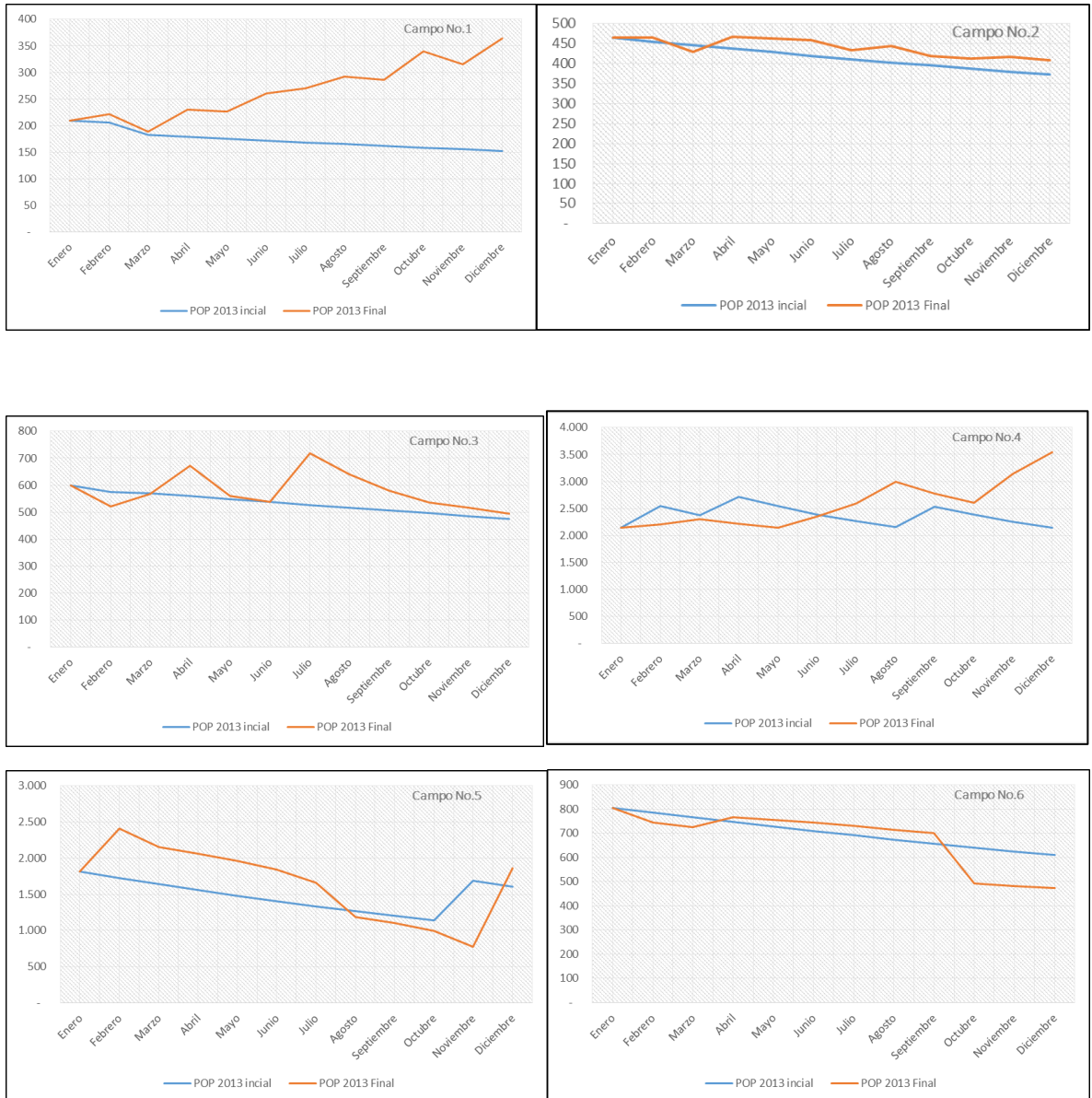
MANNUCCI, J. Caracterización energética de yacimientos. Capítulo 3. Mecanismo de empuje por gas en solución. Mannyron Consultores. Maracaibo, 2010. 3-1 p.

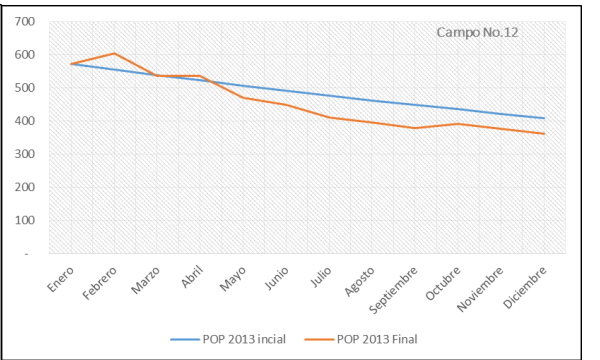
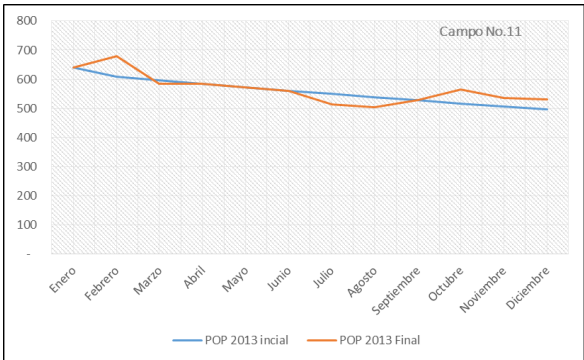
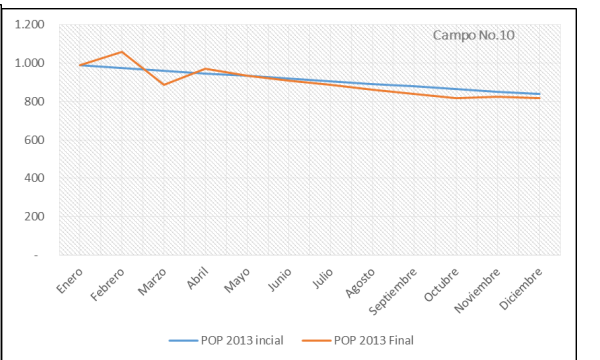
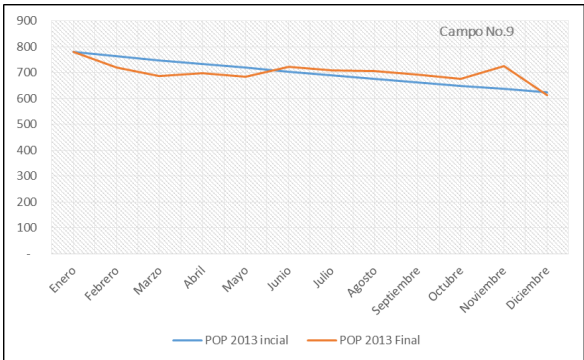
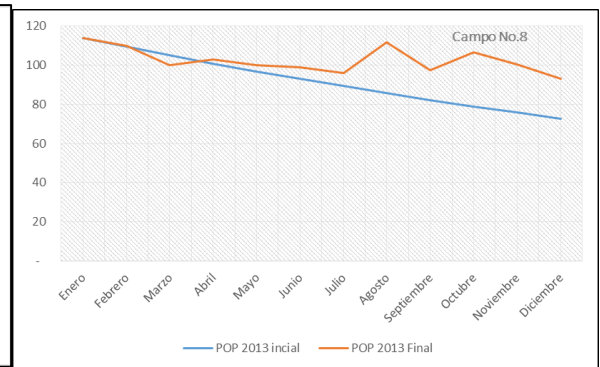
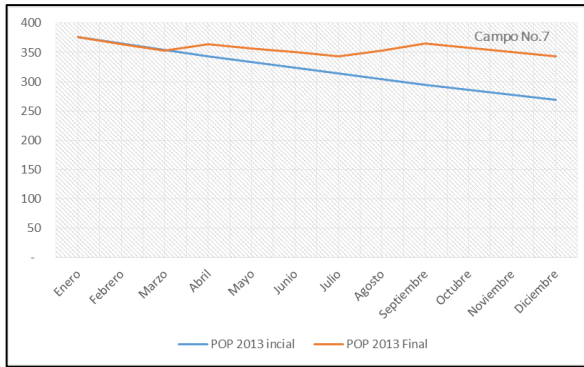
OROZCO GARCÍA, Sergio Miguel. Fundamentos para pruebas de presión y cálculo de potencial para pozos de gas. México D.F, 2010, 6 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

SANTOS, N. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Capítulo 1. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS. Bogotá, 2013. 1-24 p.

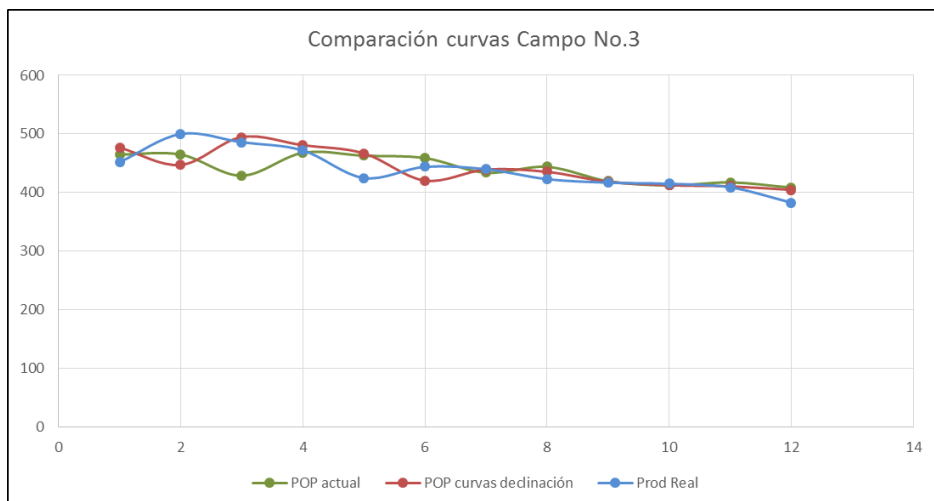
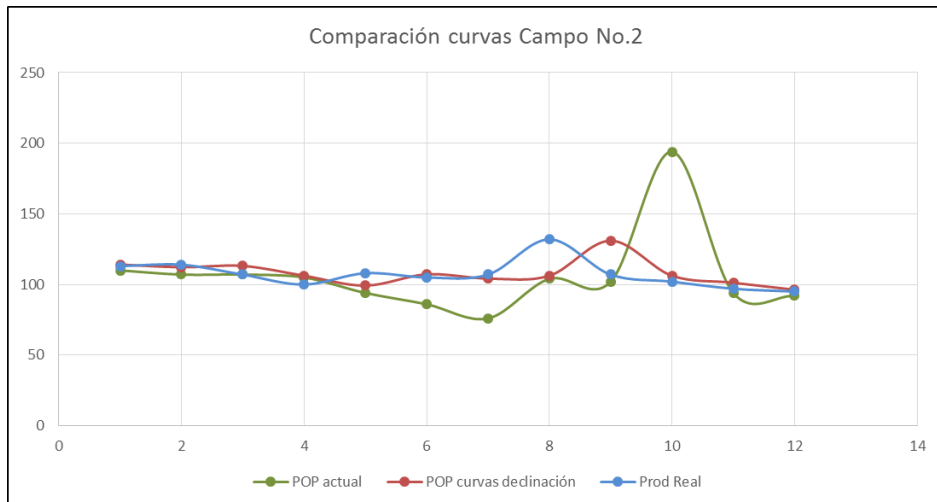
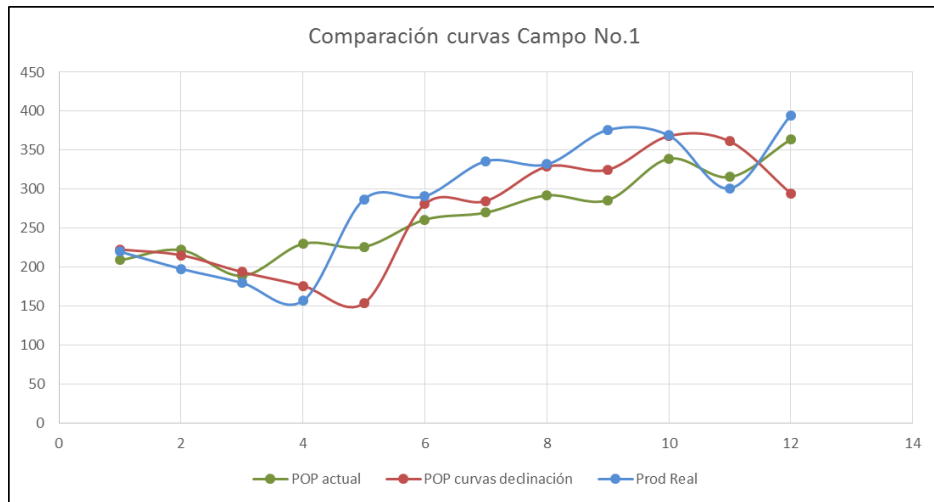
SPEE. Recommended Evaluation Practice No. 6- Definition of Decline Curve Parameters. En Society of Petroleum Evaluation Engineers. Version 1 (Spring 2002); p.1

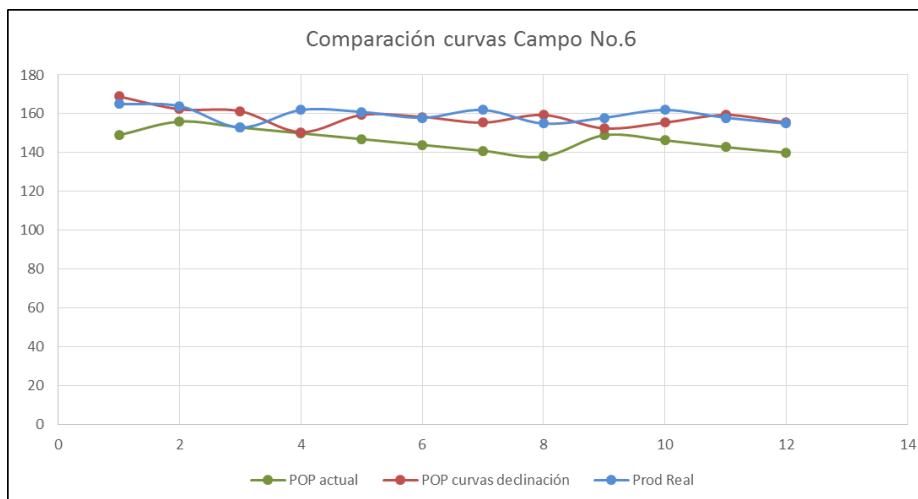
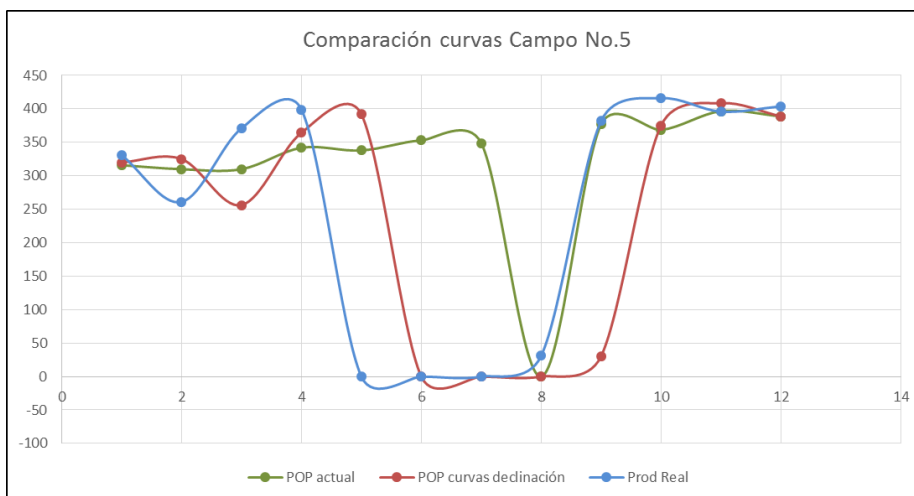
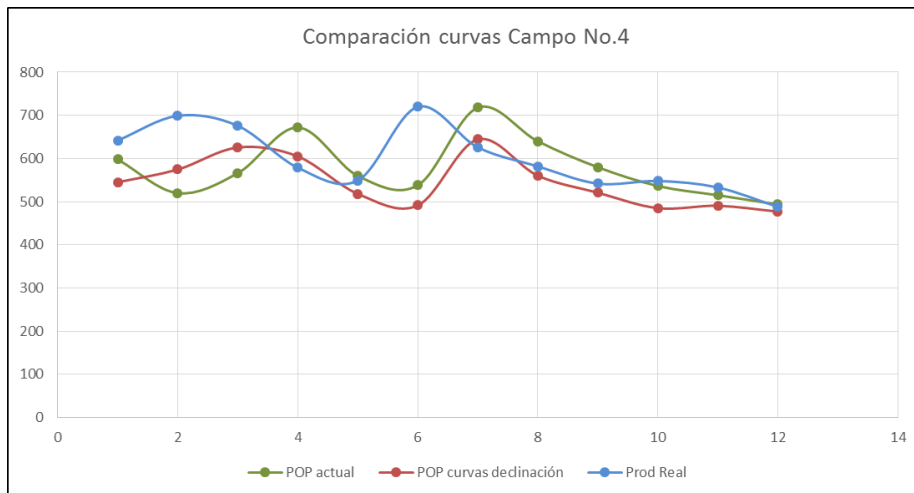
## Anexo A. Comparación POP inicial 2013 vs POP final 2013

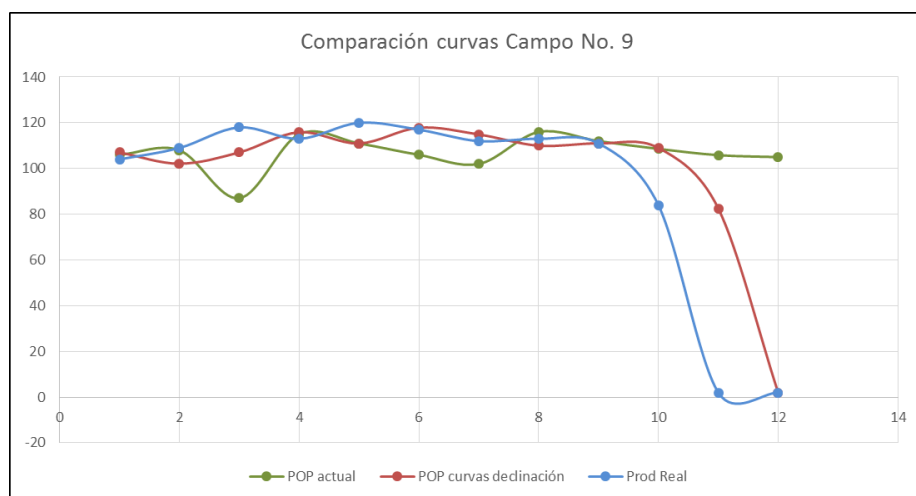
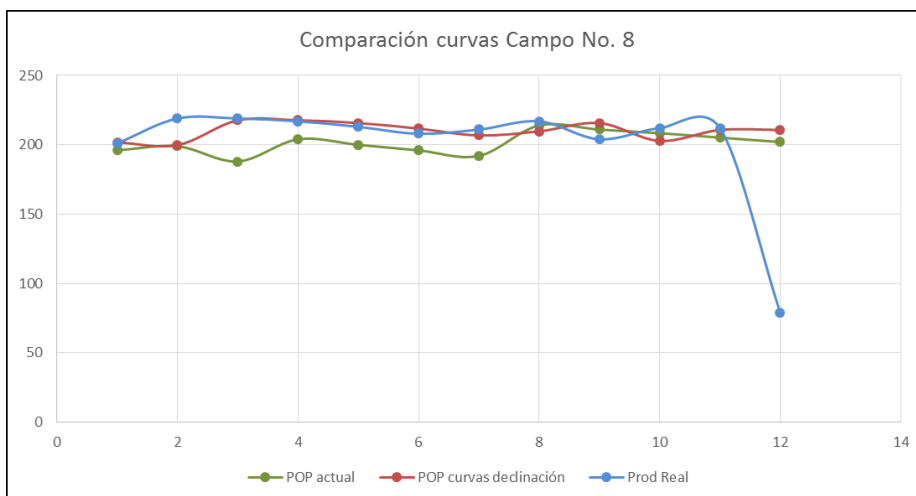
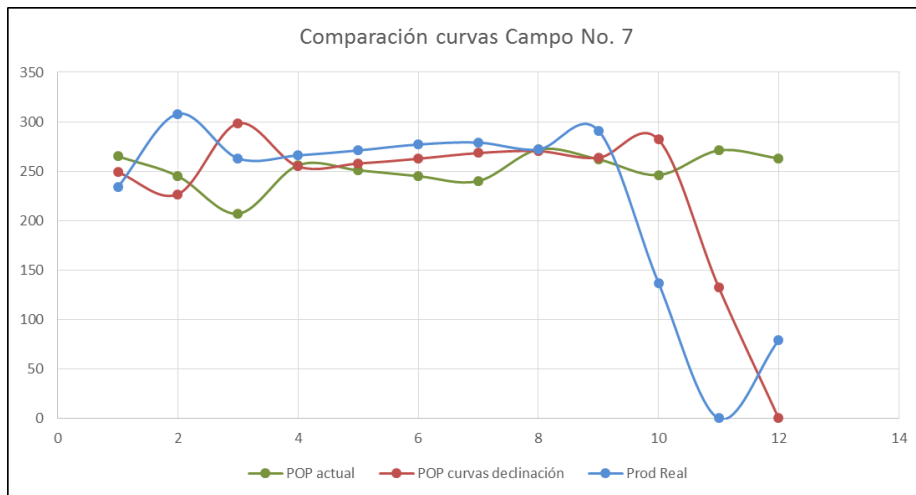


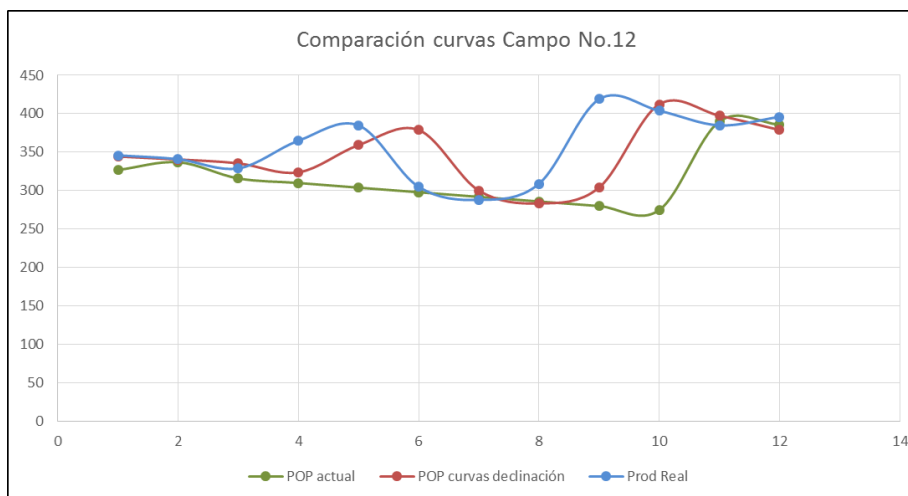
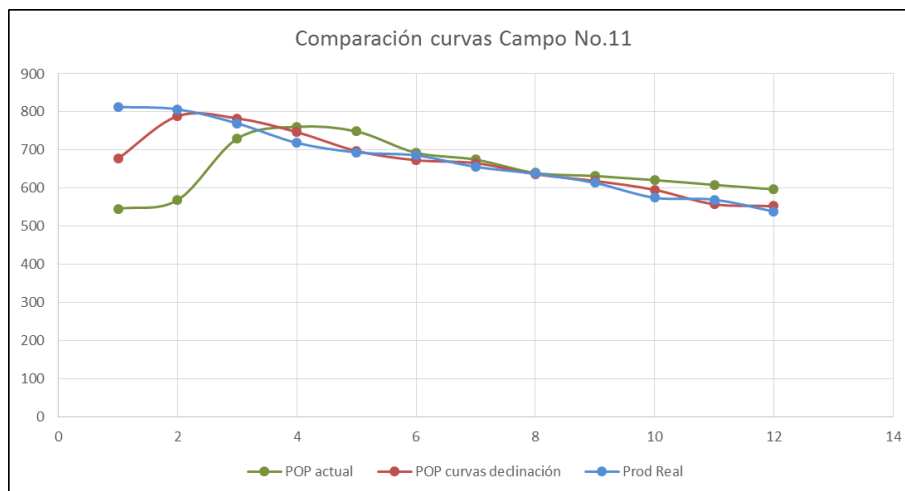
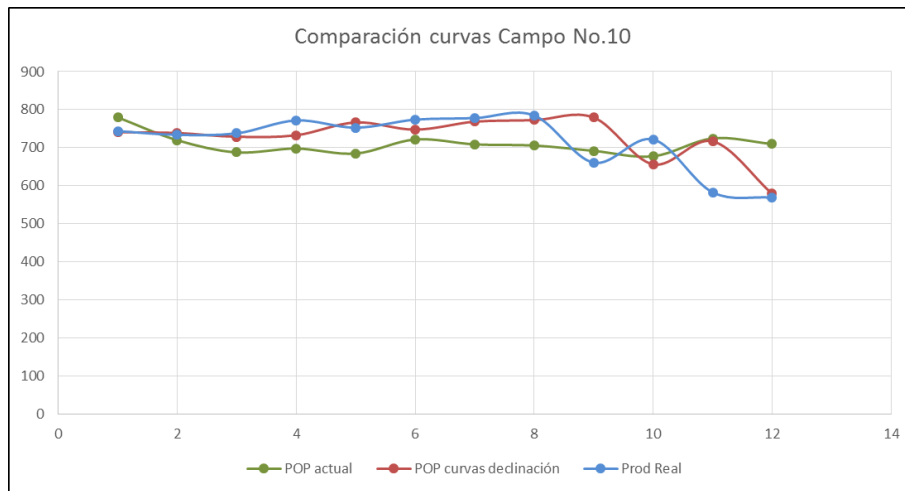


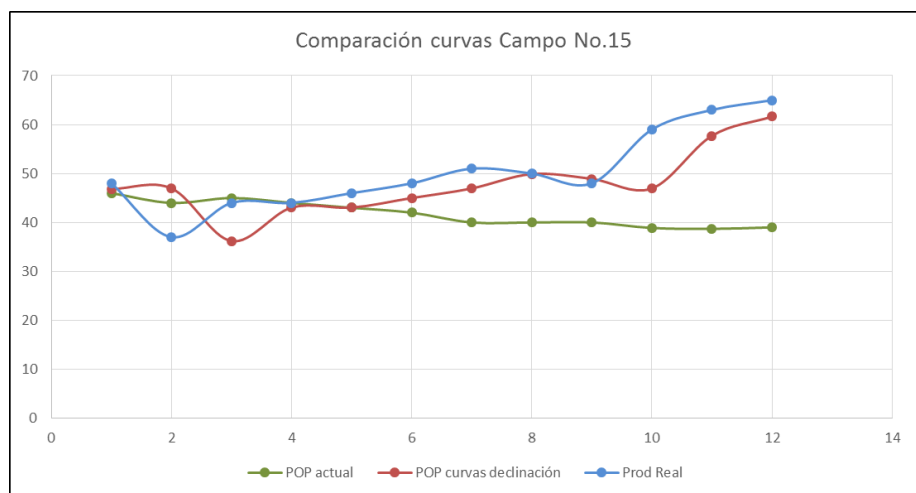
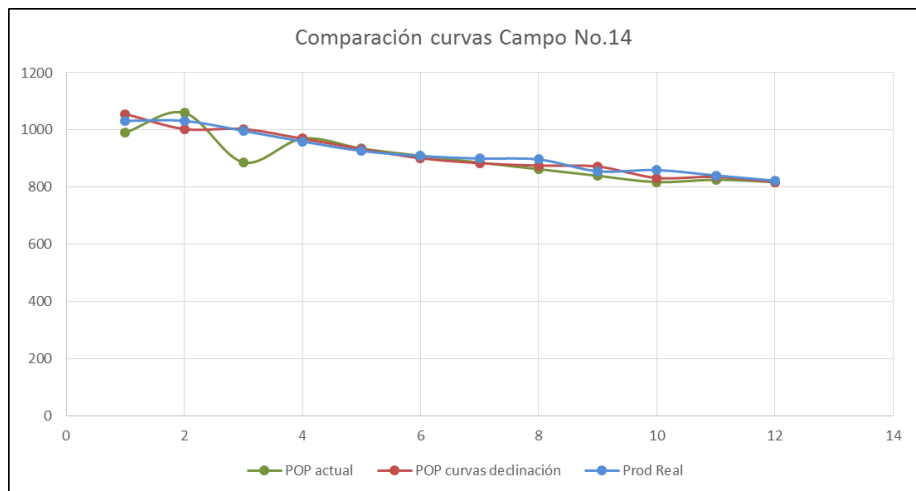
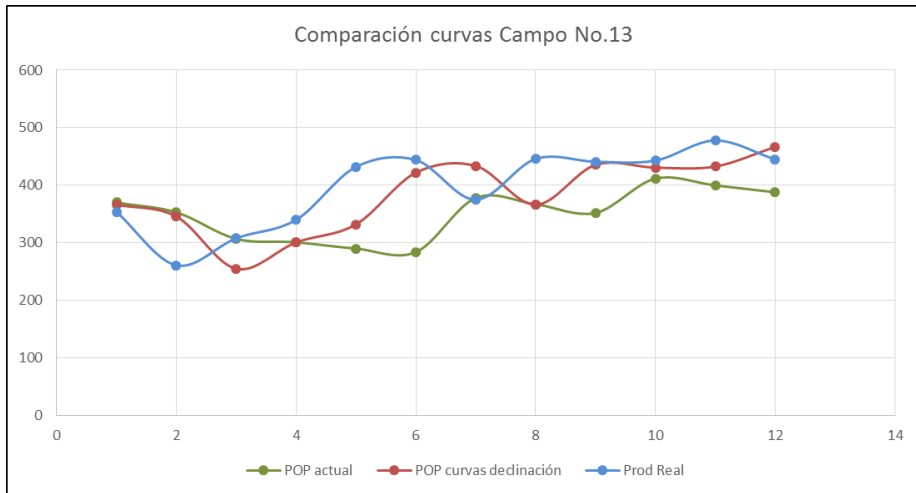
## Anexo B. Comparación POP actual, nuevo y producción real para 31 campos

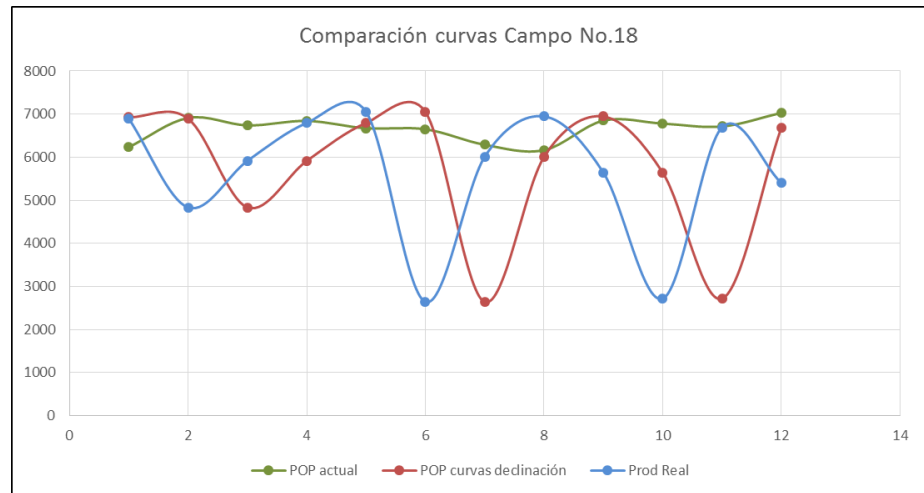
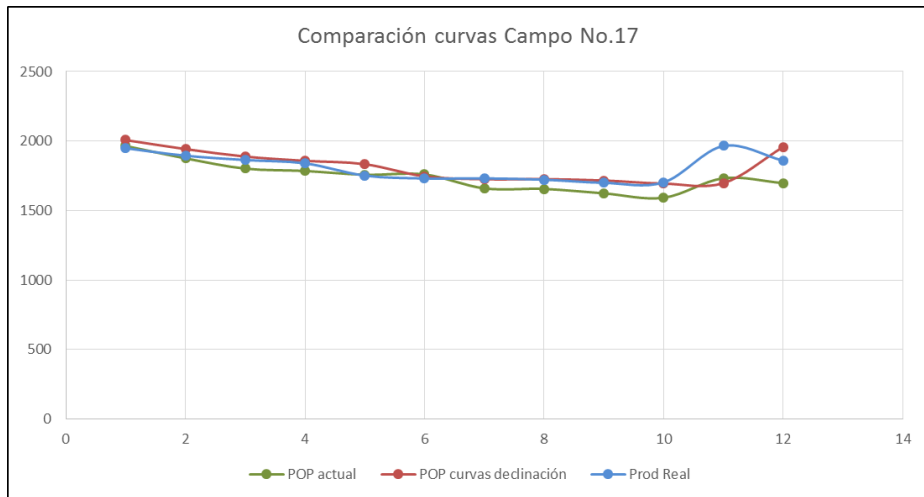
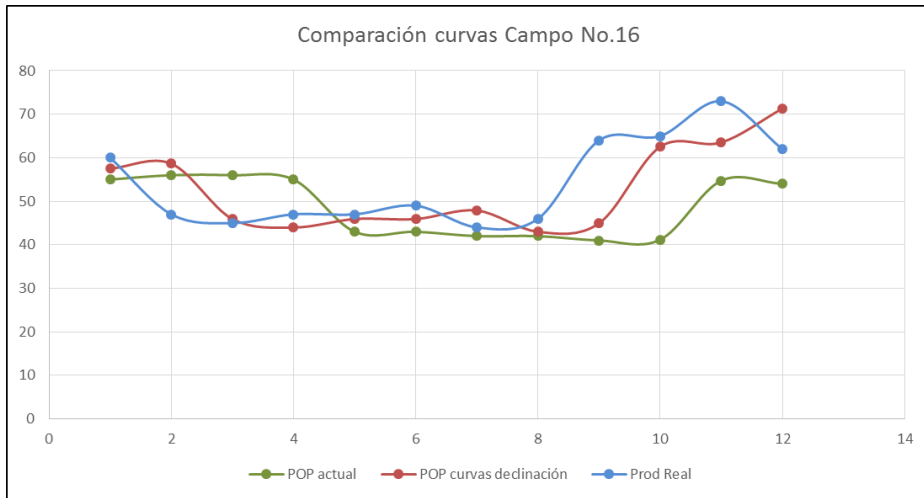


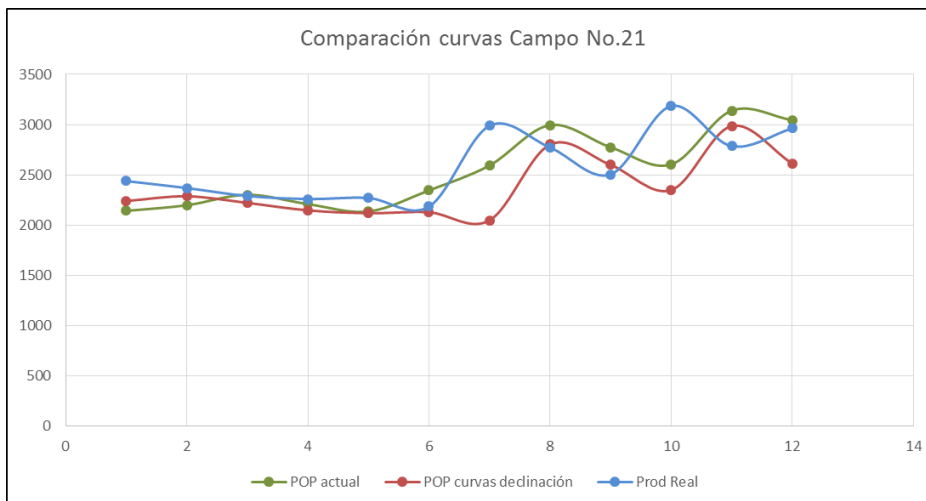
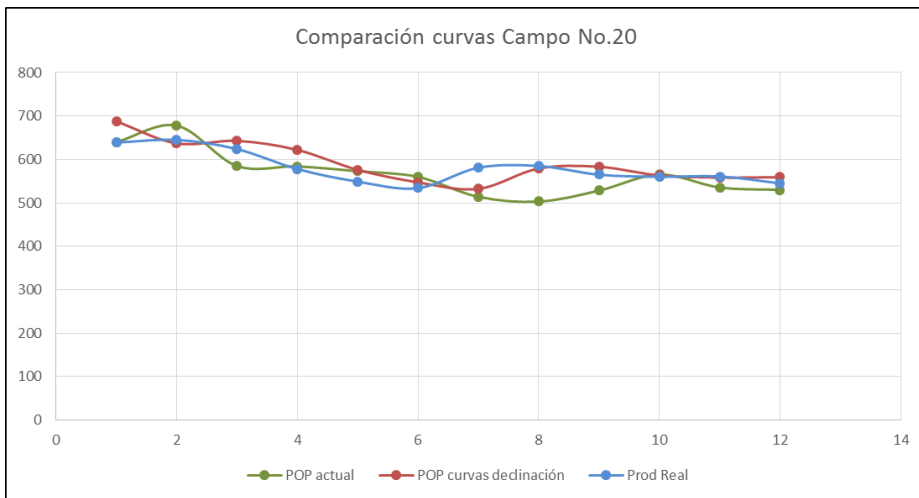
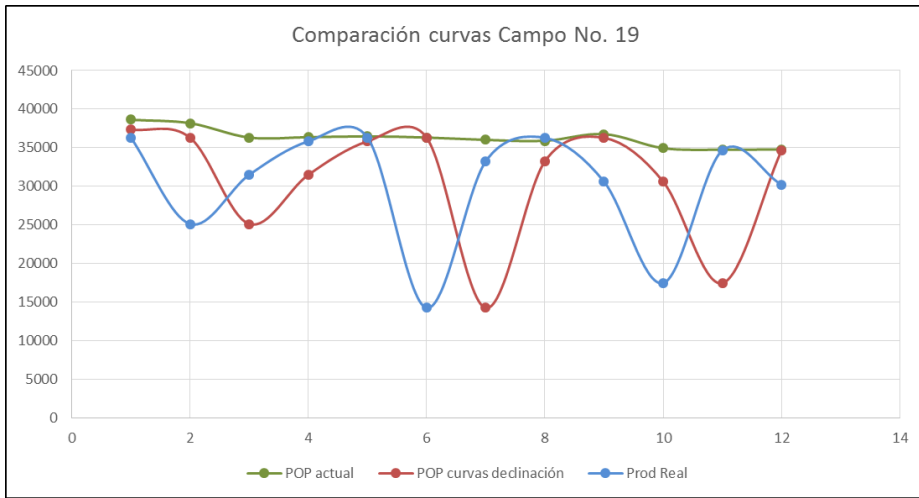


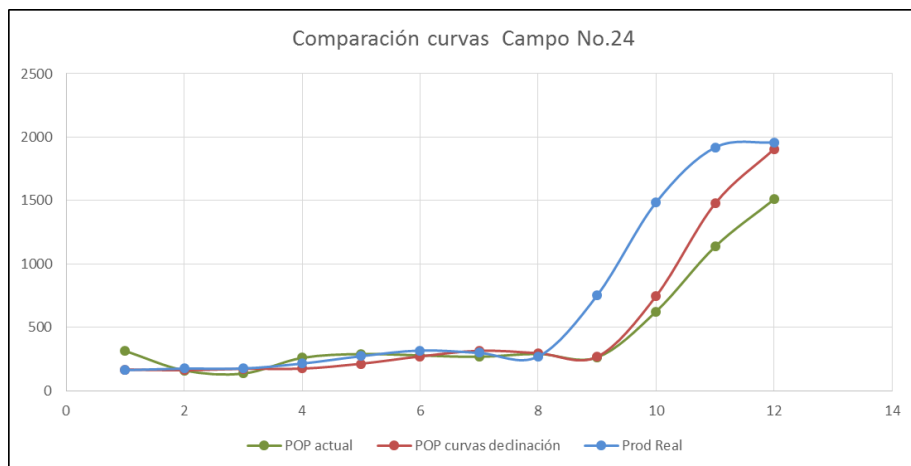
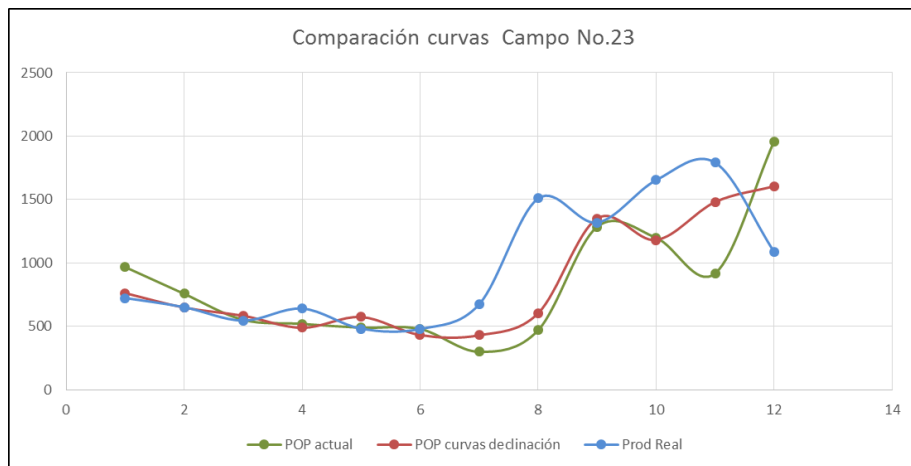
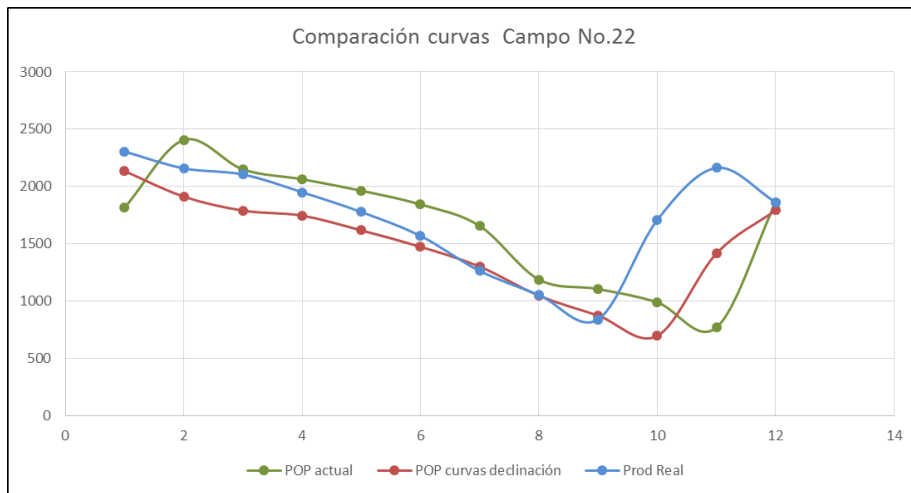


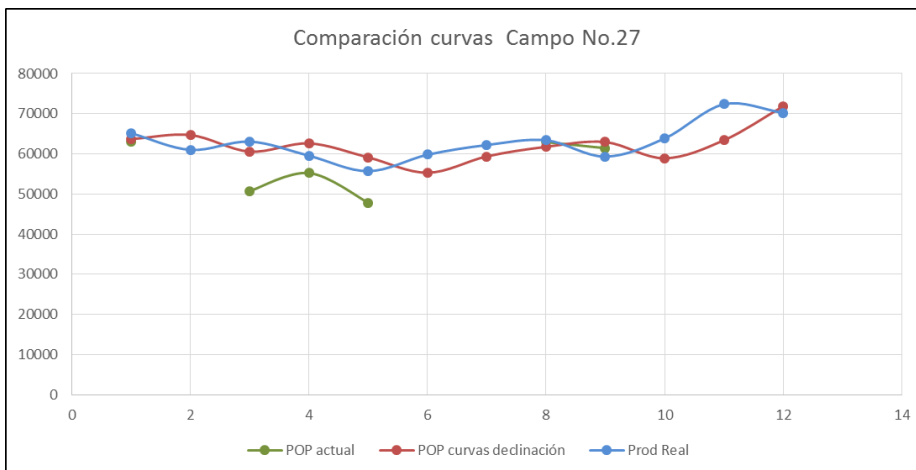
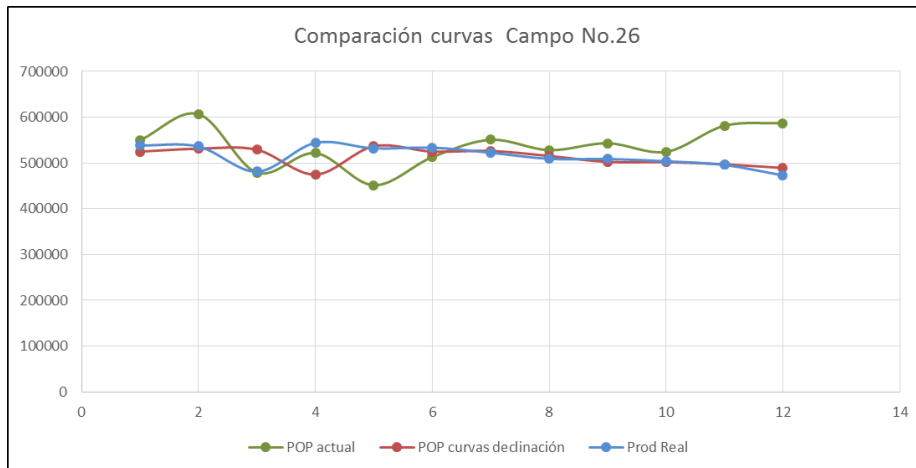
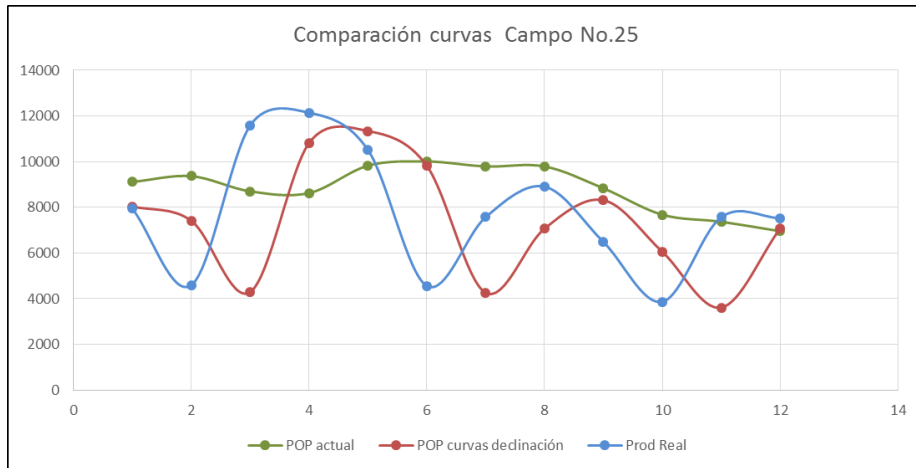


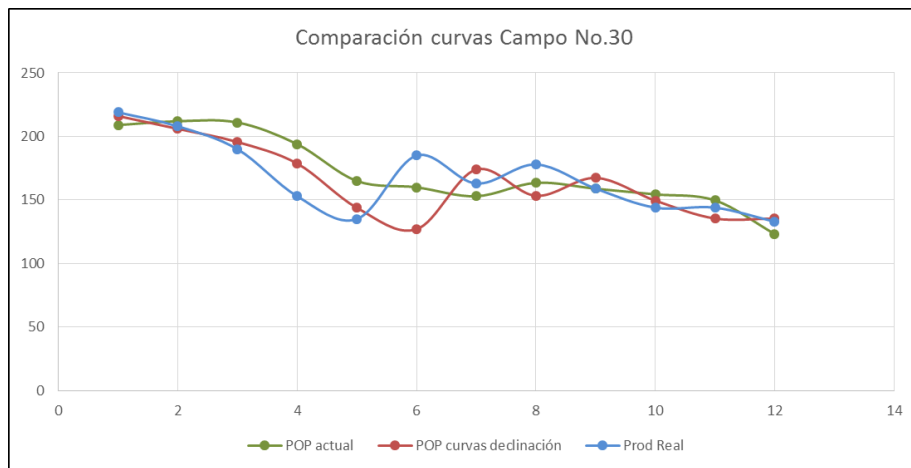
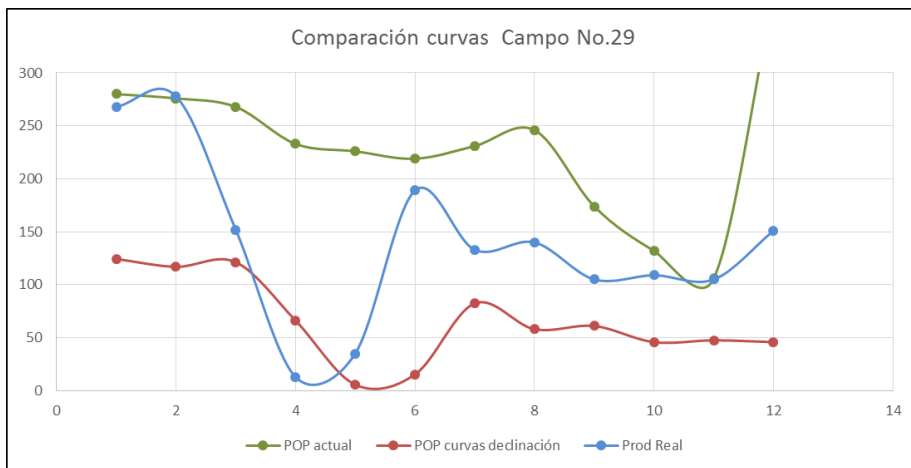
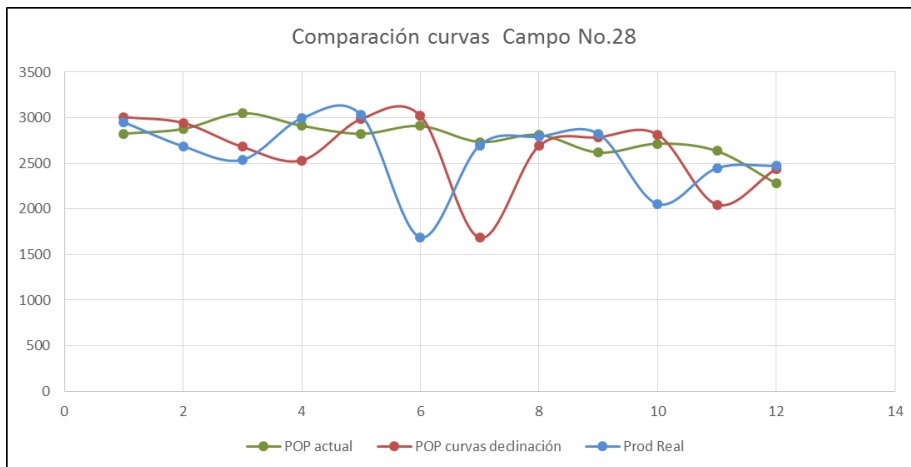


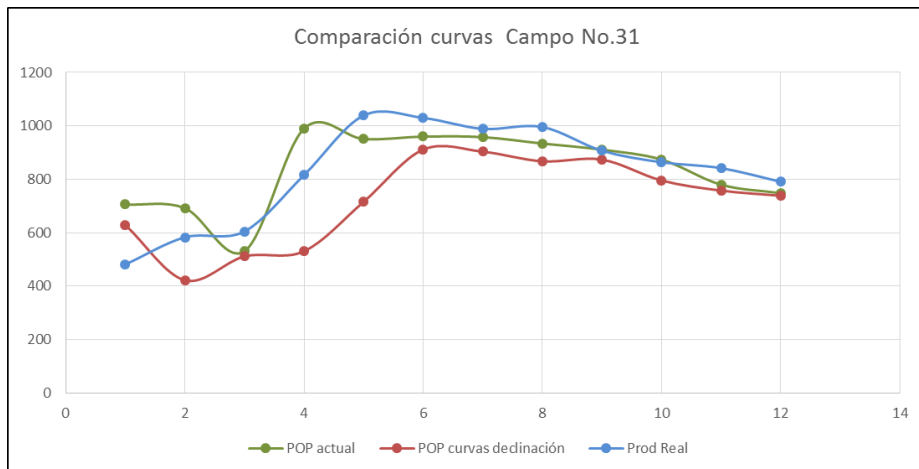












**Anexo C. Error estadístico POP actual vs producción real y POP curvas vs producción real para 31 campos**

