

**MODELADO NUMÉRICO CONCEPTUAL PARA ESTUDIAR EL USO DE
MODELOS BASADOS EN DECLINACION EXPONENCIAL PARA EL CÁLCULO
DE RESERVAS**

STIVEN DANIEL GARCÍA ARENILLA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**MODELADO NUMÉRICO CONCEPTUAL PARA ESTUDIAR EL USO DE
MODELOS BASADOS EN DECLINACION EXPONENCIAL PARA EL CÁLCULO
DE RESERVAS**

STIVEN DANIEL GARCÍA ARENILLA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director:

M.Sc. ANÍBAL ORDOÑEZ RODRÍGUEZ

Co-director:

Ing. WILLIAM NAVARRO GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Jehová Dios, por ser mi más grande amor, padre y amigo; por permitir que obtenga cada uno de mis anhelos, según su voluntad y su gracia. Por poner en mi camino personas que me han ayudado a seguir adelante. Por su inmensa sapiencia y su tiempo perfecto.

A mis padres, Fremioth García Vanegas y Marleny Arenilla Amaris, por ser mi motor y mi fuerza interna para luchar hasta alcanzar mis metas. Gracias por tantos años de esfuerzo y dedicación que han contribuido a que pueda alcanzar un logro más, los amo.

A mi papito, Edgar Enrique Quiñones Bermúdez, un hombre con un corazón maravilloso, que se ha convertido en una especie de luz, aquí en la tierra. Gracias por su soporte, su ayuda y por compartir conmigo las bendiciones que Dios le da. Sin sus ganas de ayudarme en todo lo que he necesitado, durante estos últimos siete años, nada hubiera sido posible.

A mis hermanos, Nelson, William, Yudy, Faustina, Liliana, Milena y Ledy, porque aún en la distancia mi amor por ustedes permanece en mi corazón, sin importar lo malo.

A la señora Mery Bermudez, por su noble corazón, sus consejos y el cariño que me demuestra. A toda la familia Quiñones Bermudez; Jorge, Francisco, Albeiro, Luz Mery y Yulieth. Gracias por brindarme una segunda familia y regalarme tantos momentos de felicidad y un espacio en sus corazones.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por formarme de manera integral y darme el conocimiento necesario para realizar este estudio.

A los Ingenieros William García y Aníbal Ordoñez, por servir de guías en éste proceso y brindarme el soporte y acompañamiento requerido en el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos, Jhon, Alejandro, Sharon, Sergio, Marco, Alexandra, Javier, Maria, Laura e Ingrid. Gracias por hacer de mi vida universitaria una aventura, por ayudarme en los momentos que lo necesité y por todas las risas y conversaciones que sopesaron los malos momentos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1 GENERALIDADES	19
1.2 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RECURSOS	20
1.2.1 Aceite Total Inicialmente en Sitio (Original Oil in Place, OOIP)	22
1.2.2 Aceite No Descubierta Inicial en Sitio	22
1.2.3 Recursos contingentes	22
1.2.4 Aceite Descubierta Inicialmente en Sitio	22
1.2.5 Reservas	23
1.3 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS	25
1.3.1 Métodos Analógicos	26
1.3.2 Volumétrico	26
1.3.3 Balance de Materiales	27
1.3.4 Simulación de Yacimientos	29
1.4 MODELOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS	32
1.4.1 Modelo Exponencial	32
1.4.2 Modelo Logístico	38
1.4.3 Modelo URR	45
1.4.4. Modelo Hu–Chen–Zhang (HCZ)	50
1.4.5 Modelo Generalizado de Weng	55
1.4.6 Modelo de Julio Casas	60
2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	68
2.1 DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	71
2.1.1 Grid de simulación	71
2.1.2 Modelo de fluidos	73
2.1.3 Interacción roca – fluido	74

2.1.4 Condiciones iniciales	76
2.1.5 Pozos y eventos	76
2.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	81
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	86
3.1 MODELOS DE ESTIMACIÓN	91
3.1.1 Modelo Exponencial	91
3.1.2 Modelo Logístico	96
3.1.3 Modelo URR	104
3.1.4 Modelo HCZ	112
3.1.5 Modelo Generalizado de Weng	119
3.1.6 Modelo de Julio Casas	126
3.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	131
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	137

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparativo de los valores de EUR del Modelo Exponencial y del Modelo de Simulación	38
Tabla 2. Comparativo del mejor estimado del EUR por el Modelo Logístico y del Modelo de Simulación	45
Tabla 3. Comparativo de los valores de EUR del Modelo URR y del Modelo de Simulación	50
Tabla 4. Comparativo del mejor estimado del EUR por el Modelo HCZ y del Modelo de Simulación	55
Tabla 5. Comparativo de los valores de EUR del Modelo Generalizado de Weng y del Modelo de Simulación	60
Tabla 6. Comparativo de los valores de EUR del Modelo de Julio Casas y del Modelo de Simulación	65
Tabla 7. Mejores estimados de cada uno de los modelos basados en la declinación exponencial, comparados con el valor arrojado por el Modelo de Simulación	66
Tabla 8. Fórmulas de los modelos basados en la declinación exponencial analizados. D, k, A, B, a, b, c, α , β , son simples parámetros estáticos determinados mediante regresión lineal; por lo que no tienen ningún significado geológico	67
Tabla 9. Clasificación de los simuladores numéricos de yacimientos.	70
Tabla 10. Propiedades del grid de simulación	72
Tabla 11. Espesores de las celdas y propiedades petrofísicas del modelo	72
Tabla 12. Propiedades del crudo colombiano.	73
Tabla 13. End points de las curvas de permeabilidad relativa	74
Tabla 14. Condiciones iniciales del modelo de simulación.	76
Tabla 15. Parámetros de los pozos productores e inyectores	78

Tabla 16. Fechas de perforación de los pozos productores e inyectores.	80
Tabla 17. Resultados	81
Tabla 18. Valores de tasa y acumulado del modelo de simulación del 2017 a 2046	87
Tabla 19. Valores de tasa y acumulado de petróleo, del Modelo Exponencial, para las dos tasas de declinación encontradas	93
Tabla 20. Valores de reservas estimados por el Modelo exponencial	96
Tabla 21. Q y Np calculados con los valores de los parámetros (A, k, EUR) obtenidos mediante regresión lineal	100
Tabla 22. Q y Np calculados con los valores de los parámetros (A, k, EUR) ajustados	103
Tabla 23. Valores de tasa (Q) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros α y β encontrados en cada escenario	106
Tabla 24. Valores de acumulado (Np) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros α y β encontrados en cada escenario	108
Tabla 25. Valores de reservas estimados por el Modelo URR	111
Tabla 26. Resultados de la gráfica de linealización para los tres escenarios de EUR supuestos	113
Tabla 27. Valores de tasa (Q) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros A y B encontrados en cada escenario	114
Tabla 28. Valores de acumulado (Np) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros A y B encontrados en cada escenario	115
Tabla 29. Valores de M, N y R encontrados a partir de los valores de b supuestos	120
Tabla 30. Valores de tasa (Q) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros encontrados en cada escenario	120
Tabla 31. Valores de acumulado (Np) en MBBI, obtenidos a partir de la tasa de producción por año	122
Tabla 32. Estimación de reservas en MBBI a partir de los valores de M y N obtenidos en los tres escenarios planteados	124

Tabla 33. Valores de $Q/(EUR-Np)$, para las tres suposiciones de EUR realizadas	126
Tabla 34. Comparativo de los mejores estimados por los Modelos analizados con el valor estimado por el Modelo de Simulación	131

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Marco de Clasificación de Recursos	20
Figura 2. Métodos de estimación de reservas y el rango de estimación de recobro dependiendo de la maduración del yacimiento	25
Figura 3. Gráfica de Ln Q Vs.	34
Figura 4. Gráfica de Ln Q Vs t	36
Figura 5. Grafica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo	37
Figura 6. Grafica Np Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo	37
Figura 7. Grafica de Q/Np Vs. Q	41
Figura 8. Gráfica de Q/Np Vs Np	42
Figura 9. Grafica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo	44
Figura 10. Grafica Np Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo	44
Figura 11. Gráfica de Log (Q/Np ²) Vs. Log t	47
Figura 12. Gráfica Log (Q/Np ²) Vs Log t	48
Figura 13. Grafica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo	49
Figura 14. Grafica Np Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo	49
Figura 15. Grafica de $\text{Ln} \left[\text{Ln} \left(\frac{N_p}{N_R} \right) \right]$ Vs. t	52
Figura 16. Gráfica Ln(-Ln(Np/EUR)) Vs t	53
Figura 17. Gráfica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo	54
Figura 18. Grafica Np Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo	54
Figura 19. Gráfica de $\text{Ln} Q t^b$ Vs. t	56
Figura 20. Gráfica Ln(Q/tb) Vs t	58
Figura 21. Gráfica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo	59
Figura 22. Gráfica Np Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo	59
Figura 23. Grafica de $QEUR - Np$ Vs. t	61

Figura 24. $Q/(EUR-N_p)$ Vs t. Para los tres valores de EUR supuestos	63
Figura 25. $Q/(EUR-N_p)$ Vs t. Para un valor de 214 billones de barriles de petróleo de EUR supuesto	63
Figura 26. $Q/(EUR-N_p)$ Vs t. Para un valor de 274 billones de barriles de petróleo de EUR supuesto	64
Figura 27. $Q/(EUR-N_p)$ Vs t. Para un valor de 301 billones de barriles de petróleo de EUR supuesto	64
Figura 28. Modelo de simulación en 3D	73
Figura 29. Viscosidad del aceite y del gas en función de la presión de yacimiento.	73
Figura 30. Gas en solución y factor volumétrico del aceite en función de la presión de yacimiento.	74
Figura 31. Curvas de permeabilidad relativa.	75
Figura 32. Esquema de los pozos productores e inyectores del modelo de simulación	77
Figura 33. Producción instantánea de aceite del modelo de simulación	82
Figura 34. Producción acumulada de aceite del modelo de simulación numérica	83
Figura 35. Presión promedio del yacimiento del modelo de simulación numérica.	83
Figura 36. Factor de recobro del modelo de simulación numérica.	84
Figura 37. Producción instantánea de agua y de aceite del modelo de simulación.	85
Figura 38. Producción acumulada de agua del modelo de simulación numérica.	85
Figura 39. Curva de tasa de petróleo del Modelo de Simulación del año 2017 al 2046	90
Figura 40. Curva de acumulado de petróleo del Modelo de Simulación del año 2017 al 2046	90
Figura 41. Gráfica de $\ln Q$ Vs t. Valores del Modelo de Simulación	92
Figura 42. Grafica de Q Vs t. Ajuste del Modelo Exponencial con el Modelo de Simulación	94

Figura 43. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste del Modelo Exponencial con el Modelo de Simulación	94
Figura 44. Grafica de Q/N_p Vs N_p . Regresión lineal para el Modelo Logístico	97
Figura 45. Grafica de Q Vs t . Curva de valores encontrados en la regresión lineal y Curva del Modelo de Simulación	98
Figura 46. Grafica de N_p Vs t . Curva de valores encontrados en la regresión lineal y Curva del Modelo de Simulación	100
Figura 47. Grafica de Q Vs t . Mejor juste del Modelo Logístico con el Modelo de Simulación	102
Figura 48. Grafica de N_p Vs t . Mejor juste del Modelo Logístico con el Modelo de Simulación	103
Figura 49. Gráfica de $\text{Log}(Q/N_p^2)$ Vs $\text{Log } t$. Tres escenarios, usando tiempos	105
Figura 50. Gráfica de Q Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo URR con el Modelo de Simulación	110
Figura 51. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo URR con el Modelo de Simulación	110
Figura 52. Gráfica de $\text{Ln}(-\text{Ln}(N_p/\text{EUR}))$ Vs t para los tres escenarios de EUR supuesto en MBB1	113
Figura 53. Gráfica de Q Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo HCZ con el Modelo de Simulación	117
Figura 54. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo HCZ con el Modelo de Simulación	118
Figura 55. Grafica de $\text{Ln}(Q/tb)$ Vs t para las tres suposiciones de b	119
Figura 56. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo WENG con el Modelo de Simulación	124
Figura 57. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo WENG con el Modelo de Simulación	125
Figura 58. Gráfica de $Q/(\text{EUR}-N_p)$ Vs t . Escenario 1	128
Figura 59. Gráfica de $Q/(\text{EUR}-N_p)$ Vs t . Escenario 2	129

Figura 60. Gráfica de $Q/(\text{EUR-Np})$ Vs t . Escenario 3	129
Figura 61. Gráfica de $Q/(\text{EUR-Np})$ Vs t . Para los tres escenarios supuestos	130

RESUMEN

TÍTULO: MODELADO NUMÉRICO CONCEPTUAL PARA ESTUDIAR EL USO DE MODELOS BASADOS EN DECLINACIÓN EXPONENCIAL PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS *

AUTOR: STIVEN DANIEL GARCÍA ARENILLA **

PALABRAS CLAVE: reservas, declinación exponencial, modelo de simulación.

DESCRIPCIÓN:

Se analizaron diferentes metodologías, basadas en la declinación exponencial, para la estimación de reservas de petróleo convencional.

Todos los modelos fueron desarrollados para la estimación de reservas de petróleo a partir de los datos de producción arrojados por un modelo de simulación a escala conceptual con propiedades típicas de un yacimiento del valle medio del magdalena, el cual se llevó a cabo mediante los simuladores de la compañía CMG (Builder y IMEX).

Primero se presenta un estado del arte enfocado en la contextualización de las reservas y las formas tradicionales de predicción. Además, se explican las ideas básicas de los diferentes enfoques que han surgido, para estimar las reservas, con base en la declinación exponencial.

Posteriormente se explican en detalle cada uno de los modelos, basados en la declinación exponencial, implementados y desarrollados, estos son: modelo exponencial, modelo logístico, modelo HCZ, modelo URR, modelo generalizado de Weng y modelo de Julio Casas.

Finalmente, se desarrollan comparaciones entre los resultados de estimación de los diferentes modelos, con el valor estimado por el modelo conceptual de simulación. Los resultados aunque no son precisos tienden a estar cercanos al asumido como real, por el modelo de simulación, especialmente el URR, que está fundamentado en los sistemas dinámicos y tiene la posibilidad de predecir no solo las reservas sino también, servir para el análisis de pronóstico de producción.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenieras Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M. Sc. Kathy Margarita Daza Brochero, Ing. Cesar Edmundo Vera García.

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL NUMERICAL MODELING TO STUDY THE USE OF MODELS BASED ON EXPONENTIAL DECLINATION FOR THE CALCULATION OF RESERVES *

AUTHORS: STIVEN DANIEL GARCÍA ARENILLA **

KEYWORDS: reserves, exponential declination, simulation model

DESCRIPTION:

Different methodologies, based on the exponential decline, were analyzed for the estimation of conventional oil reserves.

All the models were developed for the estimation of oil reserves from the production data produced by a simulation model on a conceptual scale with typical properties of a deposit in the middle valley of the Magdalena, which was carried out using the simulators of The company CMG (Builder and IMEX).

First, there is a state of the art focused on the contextualization of reservations and traditional forms of prediction. In addition, we explain the basic ideas of different approaches that have emerged, to estimate reserves, based on exponential decline.

Afterwards, each of the models, based on the exponential decline, implemented and developed, are explained in detail. These are: exponential model, logistic model, HCZ model, URR model, generalized model of Weng and model of Julio Casas.

Finally, comparisons are developed between the estimation results of the different models, with the value estimated by the simulation conceptual model. Although the results are not accurate, they tend to be close to the one assumed as real by the simulation model, especially the URR, which is based on dynamic systems and has the possibility of predicting not only the reserves but also, Production forecast.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M. Sc. Aníbal Ordoñez Rodríguez, Ing. William Navarro García.

INTRODUCCIÓN

La estimación de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que implica la integración de datos geológicos, fluidos e ingeniería a nivel de laboratorio y campo, así como el análisis y control de calidad de la información existente. Dependiendo de la cantidad y calidad de los datos disponibles, se puede usar uno o más de los siguientes métodos: Volumétrico, Balance de Materia, Curvas de Declinación y la Simulación de Yacimientos. Este último, proporciona las mejores estimaciones de las reservas debido a que requiere de la construcción de un modelo estático y dinámico del yacimiento con el cual se puede hacer predicciones, bajo diferentes esquemas de producción buscando maximizar el recobro. No obstante, las limitaciones en la construcción de un modelo numérico van a depender de la cantidad y calidad de información que se haya recopilado del yacimiento. Esto constituye un problema para muchos campos donde no se tiene la información suficiente y disponible para la construcción del modelo de simulación o no se dispone del tiempo suficiente para recopilar los datos requeridos.

Para solventar este problema, existen modelos basados en la declinación exponencial, los cuales resultan ser un medio bastante sencillo, de fácil aplicación, de buena aproximación y muy utilizados para estimar el cálculo de reservas. Entre estos modelos se destacan: el de curva exponencial, el modelo de Hubbert, el modelo URR, el modelo generalizado de Weng y el método de Julio H. Casas. El presente estudio evaluará la mejor estimación de reservas obtenidas al aplicar los modelos mencionados e incorporando la data de producción obtenida de un modelo conceptual de simulación, del cual se conoce previamente las reservas de crudo.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 GENERALIDADES

Realizar un análisis de la viabilidad económica de un yacimiento, requiere de un cálculo periódico de las reservas de aceite y el recobro de éstas mediante los mecanismos existentes; sin embargo, los estimativos de reservas son desarrollados bajo condiciones de incertidumbre y su confiabilidad y clasificación están directamente relacionadas a la calidad y cantidad de los datos evaluables, así como a la competencia e integridad del evaluador.

Las reservas son frecuentemente estimadas durante la etapa de perforación de un campo o después de la interpretación de tendencias basadas en los datos obtenidos durante el desarrollo de un yacimiento o durante la vida útil de un campo petrolífero.

Los métodos de estimación de reservas son usualmente clasificados en tres grupos: analógicas, volumétricos, dinámicos y probabilísticos. Los métodos dinámicos usualmente son divididos en estudios de simulación, cálculos de balance de materiales y análisis de curvas de declinación.

Generalmente todas las evaluaciones realizadas para la estimación de reservas se pueden hacer por medio de cualquier método existente. Sin embargo, la experiencia y el criterio del evaluador son cualidades intangibles, que son de gran importancia.¹

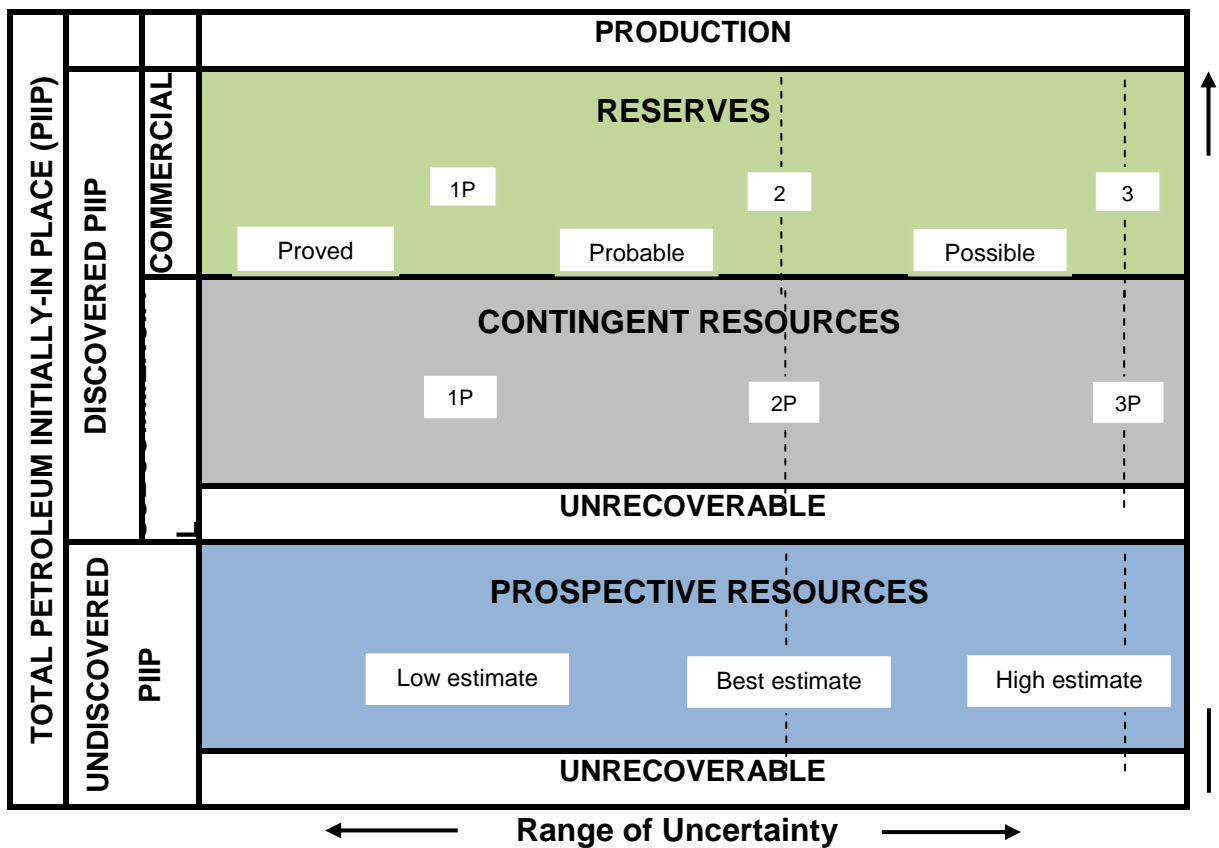
¹ GARB, Forrest A. and GERRY L., Smith. Estimation of Oil and Gas Reserves, SPE.

1.2 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RECURSOS

En Febrero del 2000, la SPE, WPC y AAPG (Asociación Americana de Geólogos Petroleros), aprobaron la “Definición y Clasificación de Recursos Petroleros” que fue desarrollado como parte complementaria de las Definiciones de Reservas de aceite hechas por la SPE/WPC en 1997.

La Figura 1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las clases principales de recursos recuperables: producción, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos.

Figura 1. Marco de Clasificación de Recursos



Fuente: SPE, Petroleum Resources Management System [En línea] Disponible en: http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf

En la figura 1, la abscisa representa el rango de incertidumbre en la estimación de volumen potencialmente recuperable en una acumulación, mientras que la ordenada representa la oportunidad de comerciabilidad, es decir; la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial. Además, las estimaciones bajas, aceptables y altas de volúmenes potencialmente recuperables deben ser equivalentes a las reservas probadas, probables y posibles respectivamente.

Las siguientes definiciones se aplican a las subdivisiones principales dentro de la clasificación de recursos.

1.2.1 Aceite Total Inicialmente en Sitio (Original Oil in Place, OOIP). El aceite total original en sitio es la cuantificación de todas las acumulaciones de aceite que se estima existen; es decir, es la cantidad de aceite determinado en un tiempo dado, económica o no, recuperable o no; más la cantidad que ha sido producida desde el inicio de la producción; más la cantidad que podrían ser descubiertas en el futuro. Sin embargo, una parte de las cantidades clasificadas como no recuperables, pueden convertirse, en un futuro, en recursos recuperables, mediante progresos tecnológicos, adquisición de datos adicionales o que su comerciabilidad aumente.

1.2.2 Aceite No Descubierto Inicial en Sitio. El OOIP no descubierto es la cantidad de aceite estimado en una fecha determinada pero que no ha sido descubierto aún. La parte estimada como potencialmente recuperable del OOIP no descubierto se clasifica como recursos anticipados.

1.2.3 Recursos contingentes. Son aquellas cantidades de aceite estimadas, a partir de una fecha dada, que pueden ser potencialmente recuperables. Los Recursos Contingentes pueden incluir proyectos en los que no existen mercados viables o donde una recuperación comercial depende de tecnología que aún está bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar la comerciabilidad. También se categorizan de acuerdo al nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

1.2.4 Aceite Descubierto Inicialmente en Sitio. Es la cantidad de aceite que está contenido en acumulaciones conocidas y que se estima a una fecha establecida, más las cantidades que ya han sido producidas. El OOIP descubierto se puede subdividir en categorías comerciales y sub comerciales correspondientes a las reservas y recursos contingentes respectivamente.

1.2.5 Reservas. Las reservas son las cantidades de aceite, gas y sustancias asociadas en un yacimiento y que en el futuro pueden ser desarrolladas dejando una alta viabilidad de recobro comercial. En otras palabras, son cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para clasificar las reservas en probadas y no probadas.²

▪ **Reservas Probadas:** Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, estimados con una grado de certeza mayor al 90% para ser recuperadas bajo ciertas condiciones económicas y de operación a una fecha específica. Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión. Se clasifican, a su vez, en desarrolladas y no desarrolladas.

- **Reservas probadas desarrolladas:** Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos e instalaciones de producción disponibles, lo que incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos de recobro secundario y mejorado cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

² SPE, Petroleum Resources Management System [En línea] Disponible en Internet: <URL: http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf>

- **Reservas no desarrolladas:** Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.³

▪ **Reservas no probadas:** Están basadas en datos geológicos y de ingeniería similares a los usados en la estimación de reservas probadas, pero el alto grado de incertidumbre, imposibilita que tales reservas empiecen a ser clasificadas como probadas. De esta manera, las reservas no probadas deben ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las que prevalecen a la hora de la estimación. Por lo tanto, las reservas no probadas pueden ser clasificadas en el futuro como reservas probables y reservas posibles.

- **Reservas Probables:** Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que no son recuperables. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, debe existir al menos una probabilidad del 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables.

- **Reservas Posibles:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugieren que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Por tanto, al emplear métodos probabilistas, debe existir al menos un 10% de probabilidad que las cantidades

³ Ibid.

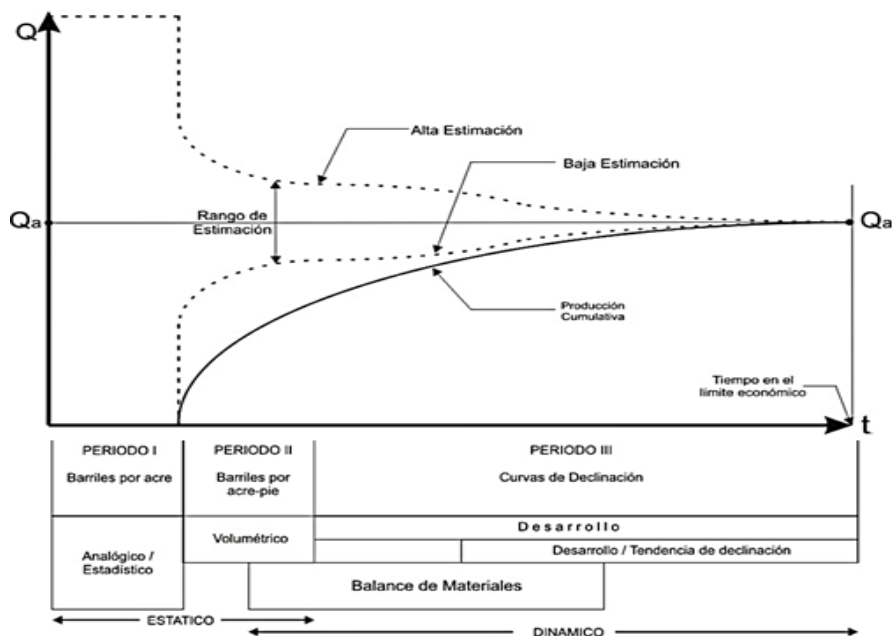
actualmente recuperadas igualen o excedan la suma de las reservas estimadas como probadas más las probables más las posibles.

1.3 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, dependiendo de la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos. Los métodos más usados para el cálculo de reservas son (Ver figura 2):

- Analógico / Estadístico - Barriles por Acre ó periodo I.
- Volumétrico - Barriles por Acre-Pie ó periodo II.
- Dinámicos - Curvas de Declinación ó periodo III.

Figura 2. Métodos de estimación de reservas y el rango de estimación de recobro dependiendo de la maduración del yacimiento



Fuente: Traducida al Español por CRONQUIST, Chapman, Estimation And Classification Of Reserves Of Crude Oil, Natural Gas And Condensate, SPE Books Committee 2001, p. 28.

Los dos primeros métodos son llamados “Estáticos” porque son basados en datos geológicos e ingenieriles obtenidos antes de iniciar la producción. El tercer grupo de métodos son llamados “Dinámicos” porque son basados en análisis de presiones y volúmenes producidos después de que se inició la producción.

1.3.1 Métodos Analógicos. Este método supone que un yacimiento o pozo análogo puede ser comparado con el yacimiento o pozo en estudio, teniendo en cuenta los parámetros que controlan las reservas iniciales de aceite o gas. La debilidad de este método es que la validación de esta suposición no puede ser determinada hasta que el yacimiento o pozo en estudio haya tenido una gran cantidad de aceite producido para estimar las reservas por medio del método.⁴

Este método se usa para:

- Estimar las reservas iniciales en un campo no perforado.
- Como suplemento del método volumétrico para las etapas tempranas de desarrollo y producción.

En algunos casos este método solo es factible cuando se tienen suficientes datos de presión y/o producción para realizar un análisis confiable del desarrollo por medio de técnicas dinámicas. Otros casos pueden ser áreas de amplio desarrollo donde la información geológica es escasa, ya que facilita un eficaz mapeo volumétrico. Además, cuando los datos de registros y corazones del yacimiento son insuficientes para hacer una buena caracterización

1.3.2 Volumétrico. Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio, con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

⁴ CRONQUIST, Chapman, Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate, SPE Books Committee 2001.

En las primeras etapas de desarrollo, las estimaciones de reservas se limitan a los cálculos volumétricos. El método volumétrico implica determinar el tamaño físico del yacimiento, el volumen de poro dentro de la matriz de roca y el contenido de fluido dentro del espacio vacío. Esto proporciona una estimación de los hidrocarburos en sitio, a partir de los cuales la recuperación final puede estimarse utilizando un factor de recuperación apropiado.

$$N = \frac{7758 A \phi h S_{oi}}{B_{oi}} \quad (1)$$

Donde:

N: Petróleo original en sitio, [STB]

A: Área de drenaje, [acres]

ϕ : Porosidad, [fracción]

h: Espesor neto, [pies]

S_{oi} : Saturación de aceite inicial, [fracción]

B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo, [RB/STB]

1.3.3 Balance de Materiales. Se utiliza para calcular el aceite Original En Sitio y ajustar con el resultado obtenido por el Método Volumétrico. El éxito de la aplicación de este método requiere de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten así mismo predecir el aceite recuperable. El proceso de balance de materiales tiene una cuenta exacta de los materiales que entran, se acumulan y salen de un volumen definido, en el transcurso de un intervalo de tiempo de operación dado. El balance de materiales es, por lo tanto, una expresión de la ley de conservación de masa, aplicada a un volumen de control.

$$\text{Volumen Original En Sitio} - \text{Volumen Remanente} = \text{Volumen Producido} \quad (2)$$

La Ecuación de Balance de Materia, es la expresión matemática de un fenómeno físico en el que al producirse un volumen dado de fluidos, el espacio vacío es llenado con otro volumen, por fenómenos como influjo de agua, expansión de la capa de gas, expansión de la roca y del agua connata y expansión del aceite.

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P + w_e =$$

$$N_p \left[\frac{B_t +}{(R_p - R_{soi}) B_g} \right] + B_w W_p \quad (3)$$

Donde:

- Pi : Presión inicial del Yacimiento, [Psi]
- P : Presión Volumétrica de Yacimiento, [Psi]
- ΔP : Cambio de Presión, [Psi]
- N : Volumen de aceite original, [STB]
- Np : Producción de aceite acumulada, [STB]
- Gp : Producción acumulada de gas, [scf]
- Wp : Producción acumulada de agua, [STB]
- Rp : Relación gas-aceite acumulado, [scf/STB]
- Rsi : Solubilidad inicial de gas en el aceite, [scf/STB]
- Rs : Solubilidad de gas en el aceite, [scf/STB]
- Boi : Factor volumétrico inicial del aceite, [Bbl/STB]
- Bo : Factor volumétrico del aceite, [Bbl/STB]
- Bgi : Factor volumétrico inicial del gas, [Bbl/scf]
- Bg : Factor volumétrico del gas, [Bbl/scf]
- Bt : Factor volumétrico total, [Bbl/STB]

1.3.4 Simulación de Yacimientos. Consiste en la utilización de modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la discretización del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos.⁵

Se considera una forma de análisis del balance de materiales en la cual la distribución espacial de las propiedades de la roca, fluidos y roca/fluido son representados en un modelo computacional por un sistema de distribución de redes (grid) bloques o tanques interconectados. El modelo puede ser usado para calcular el aceite y/o gas inicial, para ajustar la interpretación de la historia de presión observada y para el pronóstico de las futuras tasas de producción. El grid debe ser configurado para simular un campo, yacimiento, pozo o sectores del yacimiento en estudio.

1.3.5 Método de Curva de Declinación. Constituyen la representación gráfica de los datos recopilados de producción de cada pozo y/o del campo, se utilizan para evaluar su desempeño individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el comportamiento futuro.

Las curvas de declinación de producción constituyen el método más usado en la estimación reservas recuperables. Su base fundamental es la producción de fluidos del yacimiento o pozo y se aplica frecuentemente debido a su simplicidad y rapidez para obtener los resultados. Su única suposición es la siguiente: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.⁶

5 REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO. Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. Noviembre de 2005.

⁶ ARPS, J.J. Analysis of Decline Curve. Trans. AIME 160, 1945, p.168

Las curvas de declinación pueden ser caracterizadas por tres factores:

- Tasa de producción inicial o tasa a cualquier tiempo en particular.
- Curvatura de la declinación
- Tasa de declinación

Parámetros como la porosidad, permeabilidad, espesores, saturación de fluidos, viscosidad de fluidos, permeabilidad relativa, tamaño del yacimiento, espacio entre pozos, compresibilidad, mecanismo de producción y fracturamiento, contribuirán al tipo de curva de declinación. Las condiciones del pozo tales como: diámetro del hueco, daño de la formación, mecanismos de levantamiento, gas en solución, gas libre, nivel de fluido, intervalos de completamiento, y condiciones mecánicas también tendrán sus efectos en la curva de declinación.

Los principales usos de las curvas de declinación son los siguientes:

- Realizar cálculos de reservas
- Determinar el límite económico
- Tiempo de producción a la declinación
- Evaluar el comportamiento de un proyecto de estimulación y/o recobro mejorado.

Estas curvas, por lo general, grafican la tasa de producción o producción acumulada en función del tiempo. La más usada es la tasa de producción contra tiempo.

Los tipos de curvas de declinación son:

- Declinación exponencial
- Declinación armónica
- Declinación Hiperbólica

Declinación Exponencial. Es la más ampliamente empleada en la Industria debido a que la mayoría de los pozos siguen un gasto de declinación constante en gran parte de su vida productiva. En esta curva el cambio de la producción por unidad de tiempo es un porcentaje constante de la tasa de producción. Para la estimación de las reservas es la más conservadora.

Se dice que la tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo, cuando su variación con el tiempo es expresada como una variación de ella misma, es una constante. Matemáticamente se expresa así:

$$D = \frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad (4)$$

Donde:

q: tasa de producción, (Bls/días)

t: tiempo, (días)

D: constante de declinación exponencial

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de aceite y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución de la presión del yacimiento debido al vaciamiento de éste. La declinación sigue un comportamiento que obedece las curvas convencionales de declinación propuestas por Arps en 1945. A continuación, se describirán algunos métodos para la estimación de reservas de hidrocarburos, basados en la declinación exponencial.

1.4 MODELOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Existen diferentes formas de modelar las reservas de un campo petrolero. Curvas de declinación, los métodos probabilísticos, aproximaciones estocásticas, y mucho otros que se han utilizado para las estimaciones de reservas. A continuación se analizarán algunos modelos, basados en la declinación exponencial, con el fin de observar cómo es su comportamiento. Para ello, se hace uso de la data de producción histórica de petróleo de EE.UU desde 1900 a 2008 en miles de barriles (MBBI).

La mayoría de los modelos que serán analizados en este trabajo, requieren de una gráfica de regresión lineal para obtener los valores de algunos parámetros necesarios para la estimación de reservas. Además de eso, el valor estimado de reservas, depende de un buen ajuste en las gráficas de tasa y acumulado de petróleo. Es decir, el ajuste de esas gráficas garantiza encontrar el mejor valor estimado de reservas de petróleo recuperables.

Los valores de EUR estimados por los modelos, serán comparados con el valor de EUR arrojado por un estudio basado en la simulación del ciclo de vida del petróleo en los Estados Unidos emprendido para evaluar diferentes técnicas de estimación de recursos, equivalente a 275 mil millones de barriles de petróleo.⁷

1.4.1 Modelo Exponencial. Uno de los primeros intentos por modelar el crecimiento poblacional humano mediante las matemáticas fue realizado por el economista Thomas Malthus, en 1798. Básicamente la idea del modelo de Malthus representa la suposición de que el ritmo con que la población de un país crece en cierto tiempo es proporcional a su población total en ese tiempo. En otras palabras, mientras más personas existan en el tiempo t , más serán en el futuro. En

⁷ JOHN D. STERMAN, GEORGE P. RICHARDSON, and PAL DAVIDSEN. Modeling the Estimation of Petroleum Resources in the United States. TECHNOLOGICAL FORECASTING AND SOCIAL CHANGE 33, 219-249 (1988)

términos matemáticos, si $P(t)$ indica la población total el tiempo t , entonces tal suposición puede expresarse como:

$$\frac{dP}{dt} \propto P \text{ o } \frac{dP}{dt} = kP \quad (5)$$

Donde k es una constante de proporcionalidad.

La principal consideración de éste modelo, es la suposición de una fuente de energía constante. Ahora bien, en la práctica, la fuente de energía a presión constante no puede ser mantenida indefinidamente, por lo que el crecimiento exponencial infinito es técnicamente imposible, así que, para la estimación de reservas de hidrocarburos, éste modelo es apropiado solo para yacimientos de aceite que están entrando en la etapa de declinación.

La tasa de declinación D , que en términos matemáticos equivale a la constante de proporcionalidad k , describe qué tan rápido está cayendo la producción de aceite de un campo, y está representado por:

$$D = - \frac{dQ}{Q dt} \quad (6)$$

Considerando la producción en el tiempo t_0 como Q_0 , obtenemos la expresión para el cálculo de la tasa de producción:

$$Q = Q_0 \exp^{-D(t-t_0)} \quad (7)$$

Para el petróleo producido se tiene, entonces:

$$N_p = Np(t) + \left(\frac{Q_0 - Q(t)}{D} \right) \quad (8)$$

Para el EUR:

$$EUR = \frac{Q_o}{D} + N_{po} \quad (9)$$

Donde:

N_p : Petróleo producido acumulado

N_{po} : Es la producción acumulada, hasta el final de la etapa de producción estable del campo petrolífero.

EUR: Recuperación final estimada

D: Parámetro hallado mediante regresión lineal.

Una gráfica de Q contra t en papel semi-logarítmico, con Q en la escala logarítmica, resultara una línea recta, cuya pendiente es la constante de declinación (ver figura 3). La ecuación para la línea recta puede ser escrita como:

$$\ln Q = \ln Q_o - \alpha t \quad (10)$$

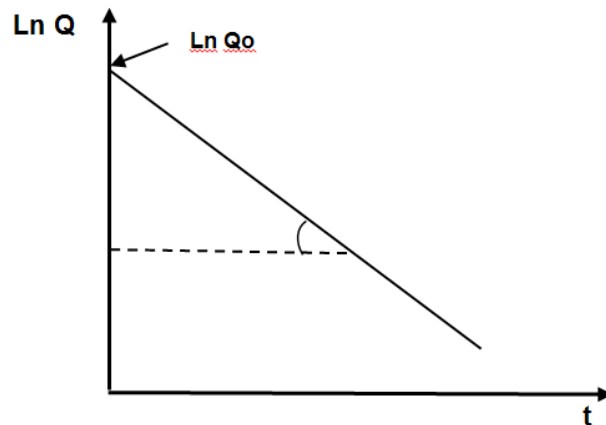
Donde:

Q: tasa de producción de petróleo

t: tiempo de desarrollo

α : pendiente de la línea recta.

Figura 3. Gráfica de Ln Q Vs.

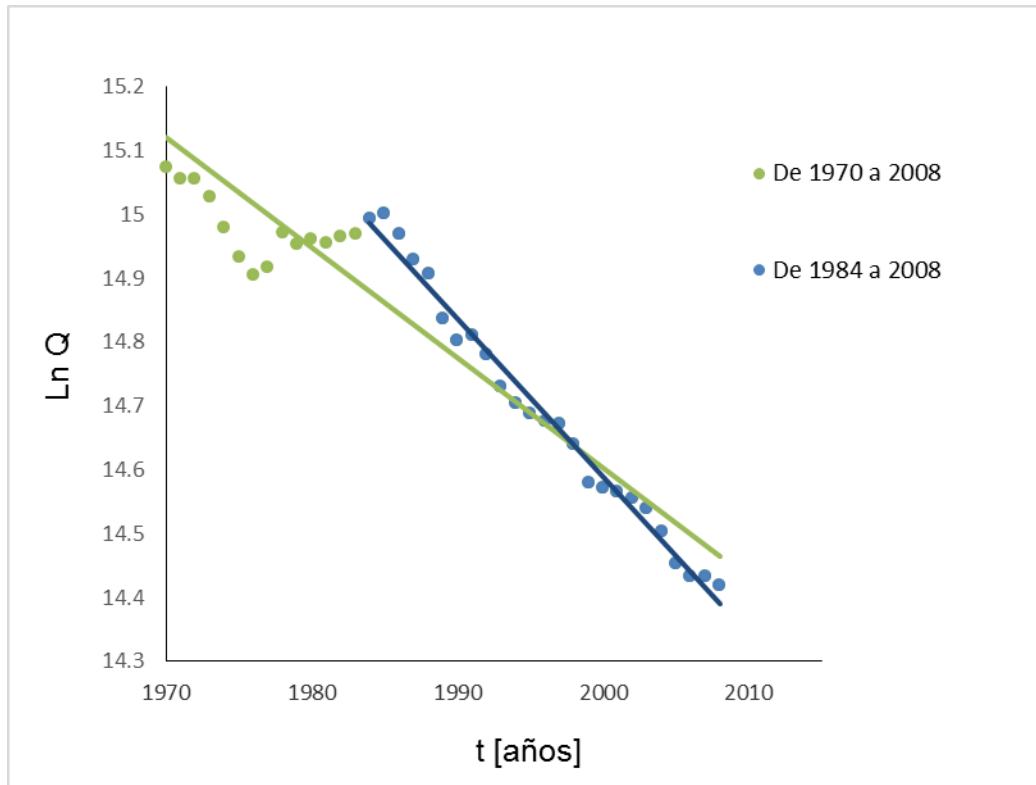


Los valores de reservas estimados de este modelo, son mejores cuando se utilizan los datos del año a partir del cual empieza a declinar la producción.

Lo primero a hacer es realizar un gráfico de regresión lineal del $\ln(Q)$ Vs el tiempo, para estimar la tasa de declinación D . Esta regresión se hizo para datos de producción a diferentes tiempos, en donde se observó una declinación de la producción, a fin de encontrar el mejor valor de regresión R y el mejor ajuste en las gráficas de tasa y acumulado de petróleo (Ver figura 4) y por tanto, un mejor valor estimado del EUR. A continuación se muestran los valores de R y D obtenidos.

Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de la D
Desde 1970 a 2008	0.911	0.0173
Desde 1984 a 2008	0.985	0.0248

Figura 4. Gráfica de Ln Q Vs t



Un valor de R más cercano a uno, indica una mejor aproximación. Sin embargo, para un menor error en la estimación, se realizan las gráficas de tasa y acumulado de petróleo para verificar el mejor ajuste hasta el año 2008.

Del 2008 al 2030, se realiza un pronóstico de producción del modelo exponencial.

Figura 5. Grafica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo

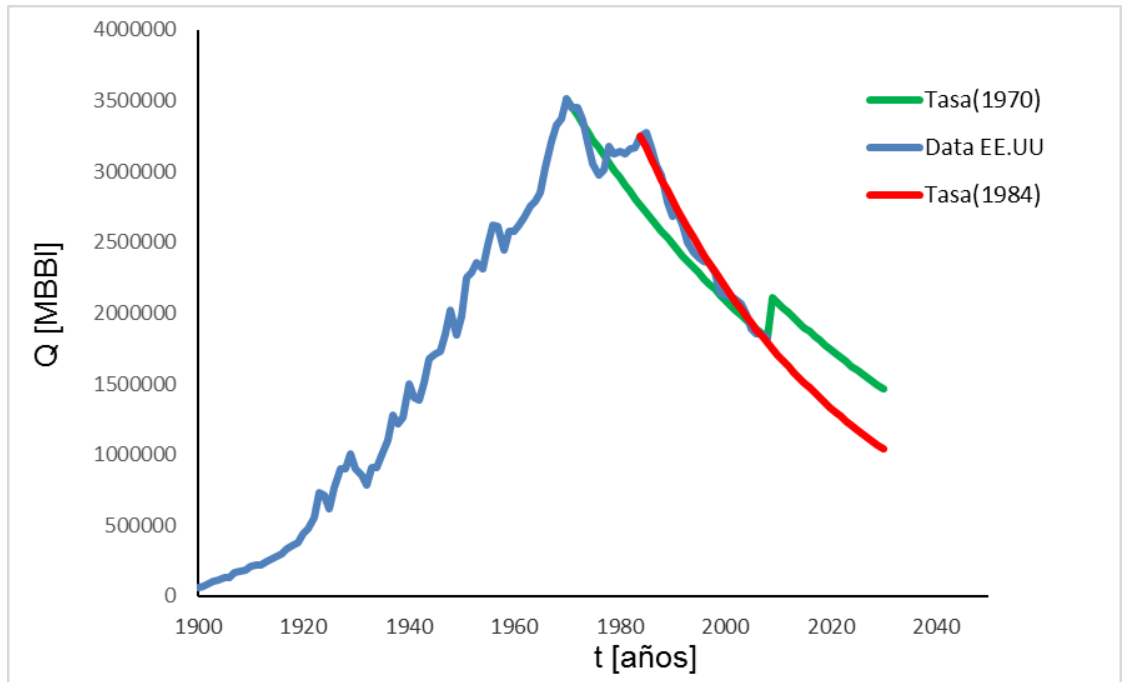
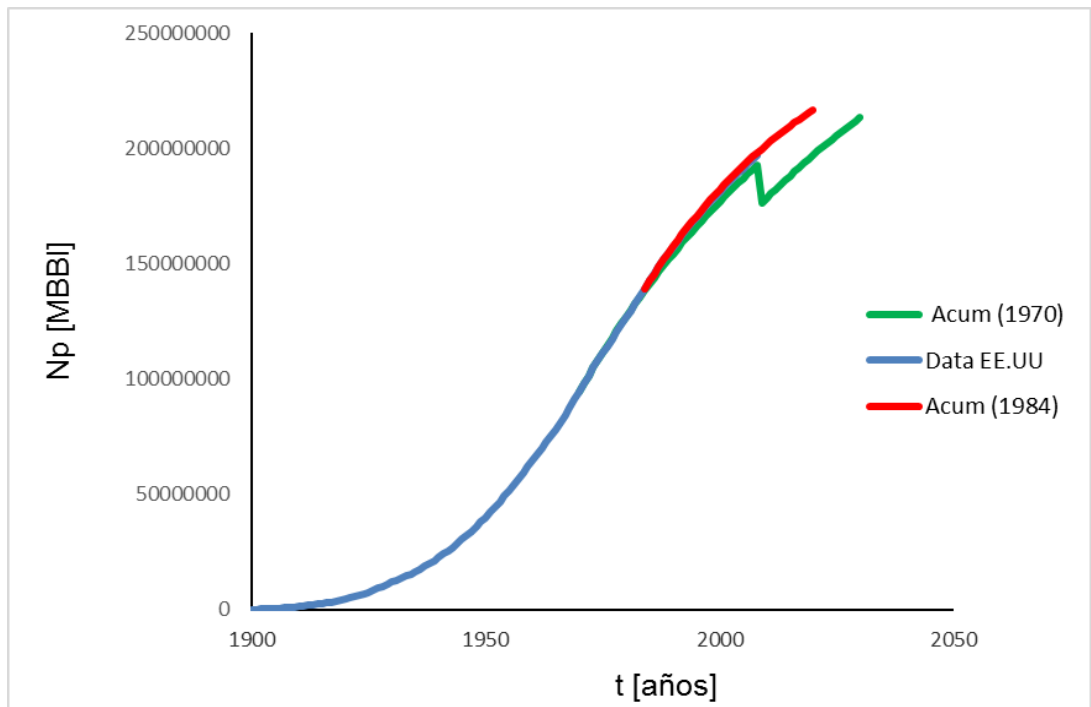


Figura 6. Grafica N_p Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo



De las figuras 5 y 6, se puede observar que el mejor ajuste del Modelo Exponencial con la data de producción histórica de EE.UU, se da con los datos de producción desde el año 1984 hasta el año 2008, además de arrojar un mejor pronóstico de producción acumulada.

Tabla 1. Comparativo de los valores de EUR del Modelo Exponencial y del Modelo de Simulación

Modelo		Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)	
Exponencial	$EUR = \frac{Q_o}{D} + N_{po}$	(1970-2008)	297.974.129
		(1984-2008)	270.356.368
Simulador		275.000.000	

Asumiendo que el resultado arrojado por el simulador, corresponde al verdadero valor de EUR de EE.UU, es posible concluir que, siempre y cuando la producción se encuentre en una etapa de declinación, el Modelo exponencial es bastante preciso con una tendencia a subestimar un poco el EUR.

1.4.2 Modelo Logístico. Para comenzar a hablar acerca del modelo de crecimiento logístico, es necesario indicar que los recursos necesarios deben ser limitados; es decir, el modelo exponencial, anteriormente descrito, es un caso particular del modelo logístico. La función logística nos permite apreciar mucho mejor y de manera más precisa que la exponencial lo que realmente ocurre.

El modelo de crecimiento logístico ha llegado a ser utilizado en diferentes campos para muchas cosas. Además de modelar el crecimiento de la población, han modelado el crecimiento de la levadura, la regeneración de órganos y la penetración de nuevos productos en el mercado (Tsoularis y Wallace, 2001). Incluso ha sido utilizado en la industria del petróleo en el modelo de Hubbert.

En el trabajo original de Hubbert, el EUR fue estimado gráficamente por prueba y error, en la cual él trazó los datos en papel semi-logarítmico y, a ojo, escogió el URR que mejor se ajustara a los datos. Podría decirse que, el método gráfico de Hubbert, es equivalente a la técnica de Regresión, si se asume que, el mejor ajuste a ojo, es más o menos similar a las estimaciones de los parámetros por mínimos cuadrados.⁸

Además, Hubbert resalta [24, pág. 1831] el hecho de que existe incertidumbre derivada no sólo de los datos, sino también de la posibilidad de mejoras en la tecnología de recuperación y además, supone una relación reservas/producción constante.

La aplicación de éste modelo requiere de las siguientes consideraciones:

- Se definen los descubrimientos probados acumulativos como la suma de la producción acumulada más las reservas técnicamente recuperables.
- Se asume que los descubrimientos probados acumulativos siguen una trayectoria logística.
- Se basa en el hecho de que la naturaleza finita de los recursos implica más o menos una trayectoria en forma de S para la producción acumulada y descubrimientos.

Para predecir, como Hubbert lo hizo, se hace uso de las siguientes ecuaciones:

Para la tasa de producción:

$$Q = kNp \left(\frac{EUR - Np}{EUR} \right) \quad (12)$$

⁸ STERMAN, Jhon; RICHARDSON, George and DAVIDSEN, Pal. Modeling the Estimation of Petroleum Resources in the United States. Technological Forecasting and Social Change 33, 219-249 (1988)

El cálculo del petróleo total producido a un tiempo determinado, se usa la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{EUR}{1+Ae^{-kt}} \quad (13)$$

Donde:

Q: es la producción de petróleo anual

N_p : es el total de petróleo producido

t: tiempo de desarrollo

EUR: Recuperación final estimada

k: constante de proporcionalidad hallada mediante regresión lineal

A: Parámetro de ajuste, calculado inicialmente con un problema de valor inicial

Sin embargo, para hacer predicciones a través del Modelo Logístico, primero es necesario calcular los valores de *EUR* y *k* a través de una gráfica de dispersión de la tasa de crecimiento relativa, en donde, si los datos siguen una ecuación diferencial logística, se podrá ver una relación lineal, con el intercepto *k* y la pendiente *k/EUR*.

La ecuación para la línea recta puede ser escrita como:

$$\frac{Q}{N_p} = k - \frac{k}{EUR} N_p \quad (14)$$

Donde:

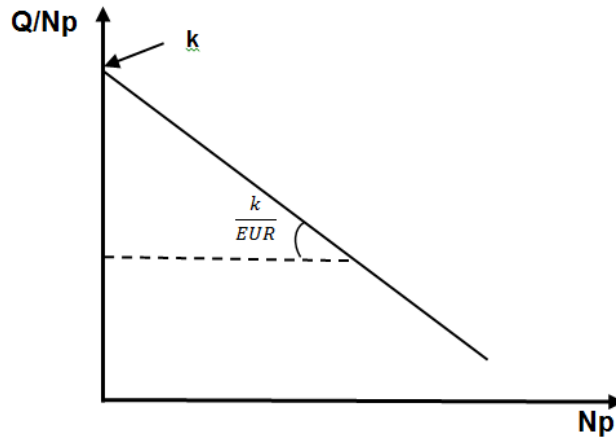
Q: es la producción de petróleo anual

N_p : es el total de petróleo producido

EUR: Recuperación final estimada

k/EUR : Pendiente de la línea recta

Figura 7. Grafica de Q/N_p Vs. Q



El modelo impone la restricción de que la tasa fraccional de crecimiento disminuye continuamente y de forma lineal a lo largo de todo el ciclo de vida; sin embargo, la simulación demuestra que, la tasa de crecimiento no podrá caer monótonamente, mucho menos linealmente, incluso cuando el agotamiento del recurso es, en realidad, estrictamente monótono.

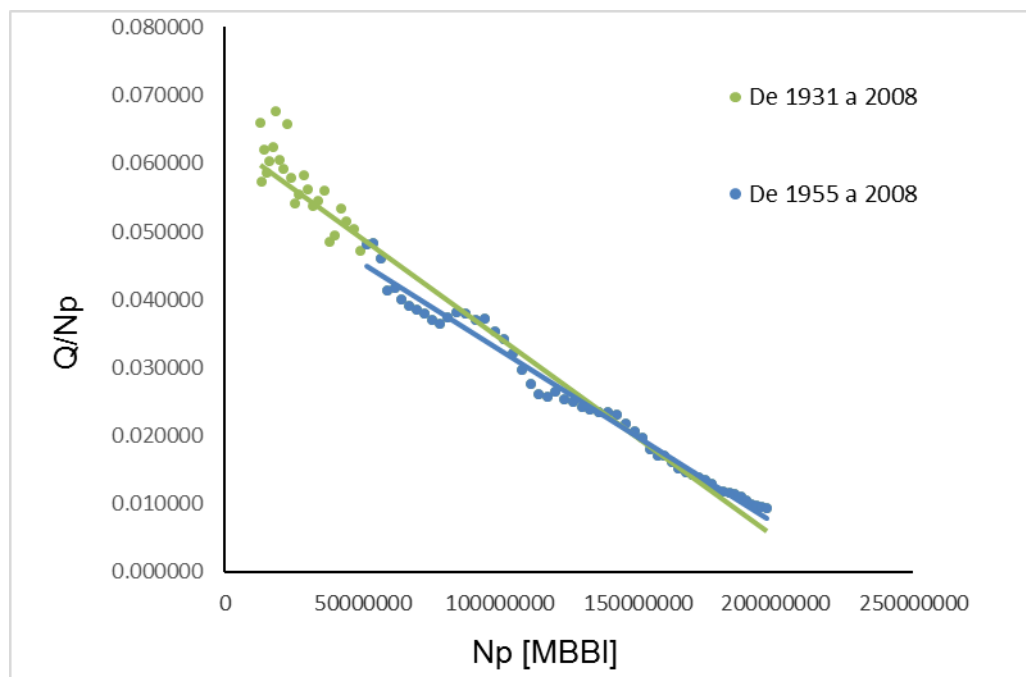
Además, las mejoras en la tecnología de descubrimiento causan que la relación reservas/producción aumente en los primeros años del ciclo de vida, mientras que el modelo de Hubbert supone una constante relación reservas/producción. Por lo tanto, éste modelo sólo es susceptible a dar estimaciones precisas después de que el efecto de declinación domine sobre otras fuerzas que provoquen un alza en la tasa fraccional de producción o descubrimiento.

Para hacer predicciones a través del Modelo Logístico, primero es necesario calcular el valor de k a través de una gráfica de dispersión de la tasa de crecimiento relativa (Ver figura 8), la cual sigue una ecuación diferencial logística,

observando una relación lineal, con el intercepto k y la pendiente k/EUR . A continuación se muestran los valores obtenidos en la gráfica, para diferentes tiempos.

Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de la k	Valor de k/EUR
Desde 1931a 2008	0.975	0.0635	$3e-10$
Desde 1955 a 2008	0.983	0.0581	$3e-10$

Figura 8. Gráfica de Q/N_p Vs N_p



Con esta información, es posible encontrar un estimado de las reservas, despejando la variable EUR de la relación k/EUR y reemplazando los valores de k y k/EUR respectivamente, de donde se obtienen los siguientes resultados:

Años usados en la regresión	Valor de EUR (Miles de BIs)
Desde 1931 a 2008	211.790.364
Desde 1955 a 2008	193.778.846

Sin embargo, un mejor estimado del valor de reservas se obtiene tomando los valores de k y EUR, encontrados en la gráfica de regresión lineal, como punto de partida para ajustar las curvas de tasa y acumulado de petróleo. Además de eso, es necesario darle un valor al parámetro A y cambiarlo hasta que los valores de k, EUR y A arrojen el mejor ajuste de las curvas de tasa y acumulado, lo que permitirá encontrar un valor de reservas más cercano al del modelo de simulación, tal y como se muestra a continuación:

Años usados en la regresión	Valor de A	Valor de la k	Valor de EUR (MBBI)
Desde 1931 a 2008	94	0.0635	211.790.364
Desde 1955 a 2008	60	0.0581	193.778.846
Ajuste	125	0.0650	220.000.000

Figura 9. Grafica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo

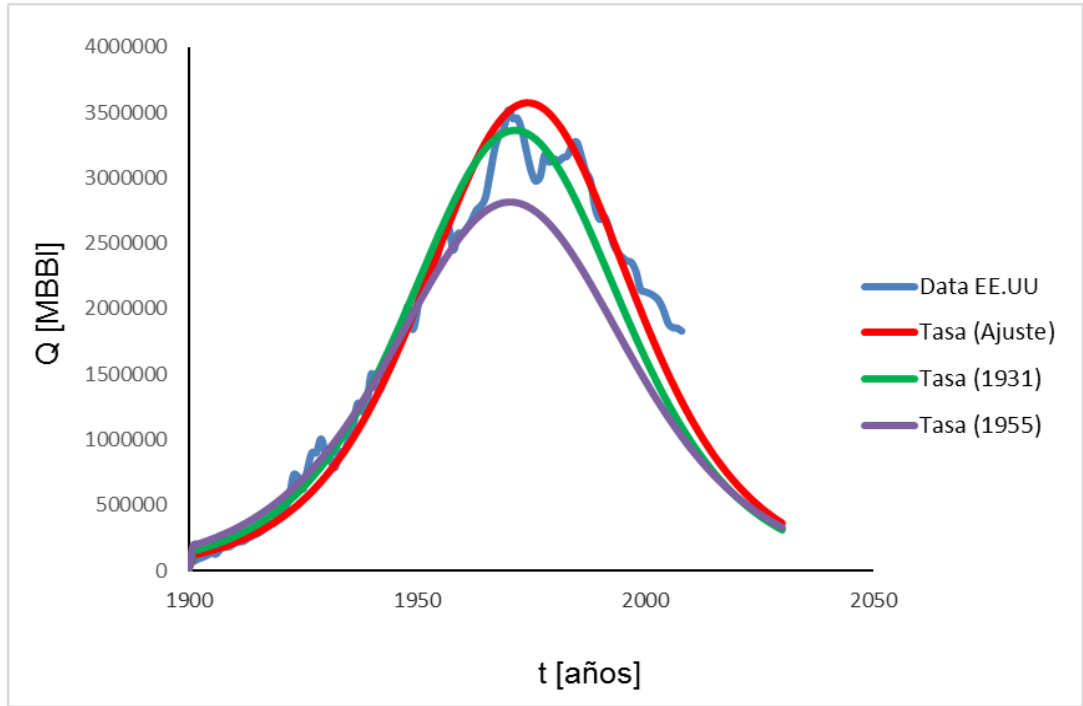
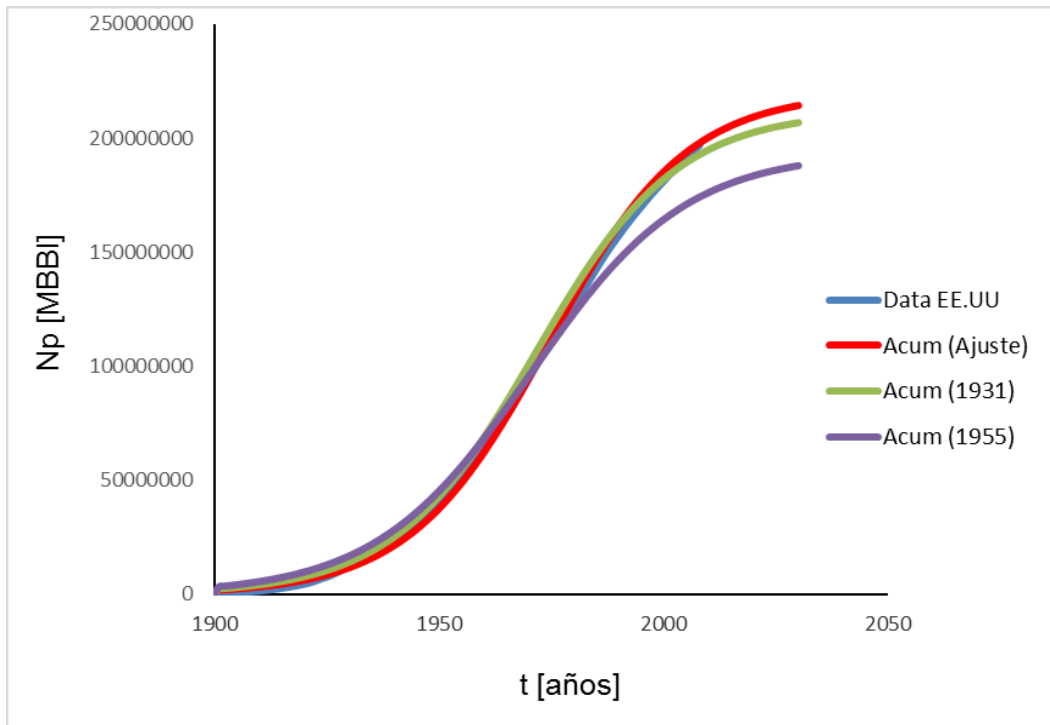


Figura 10. Grafica N_p Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo



De las figuras 9 y 10, se puede observar que el mejor ajuste del Modelo Logístico con la data de producción histórica de EE.UU, se da cuando se ajustan los datos obtenidos de la regresión. También se observa que el pronóstico del comportamiento de la tasa y el acumulado (hasta el año 2030) es similar para los valores de tasa (ajuste) y tasa (1931), acum (ajuste) y acum (1931)

Tabla 2. Comparativo del mejor estimado del EUR por el Modelo Logístico y del Modelo de Simulación

Modelo	Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)
Logístico	220.000.000
Simulador	275.000.000

Con estos resultados se puede concluir que el Modelo Logístico tiene un error de alrededor del 20% en la estimación de reservas, subestimando el valor arrojado por el modelo de simulación; no obstante el ajuste de la curva de acumulado de petróleo, es casi perfecta, con un pronóstico de producción creciente.

1.4.3 Modelo URR. Éste modelo ha sido principalmente usado para el pronóstico de producción y reservas de aceite en el campo Daqing de China. Su estudio, está fundamentado en los sistemas dinámicos, metodología eficaz para modelar y analizar sistemas sociales complejos, económicos y ecológicos.

Las siguientes ecuaciones proporcionan la base para la técnica de estimación de reservas utilizada en éste método. El grado de recuperación URR en un campo de aceite va a cambiar a medida que más datos históricos estén disponibles y el tiempo de desarrollo (t) aumente.

$$N_p = \frac{URR}{1 + 10^{-A} t^{-B}} \quad (15)$$

Q, es la producción de petróleo por año, que corresponde a la derivada de N_p :

$$Q = \frac{URR * 10^{-A} B t^{-(B+1)}}{(1 + 10^{-A} t^{-B})^2} \quad (16)$$

Finalmente, la ecuación para obtener el URR es:

$$URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^{\alpha} t^{\beta+1}}{\beta+1} \right]^{-1} \quad (17)$$

$$\alpha = \text{Log} \frac{10^{-A} B}{URR} \quad (18)$$

$$\beta = -(B + 1) \quad (19)$$

Donde:

Q: Tasa de producción de petróleo

URR: Último recurso recuperable

N_p : Producción acumulativa de aceite, calculada con base a la información histórica de la producción de aceite (Q)

α y β : Son parámetros estáticos, obtenidos mediante una regresión lineal.

Una gráfica de $\frac{Q}{N_p^2}$ contra $\text{Log } t$, en escala logarítmica, permite obtener los parámetros α y β . La relación lineal de ésta grafica se establece a partir de la siguiente ecuación de una línea recta.

$$\text{Log} \frac{Q}{N_p^2} = \alpha + \beta \text{Log } t \quad (20)$$

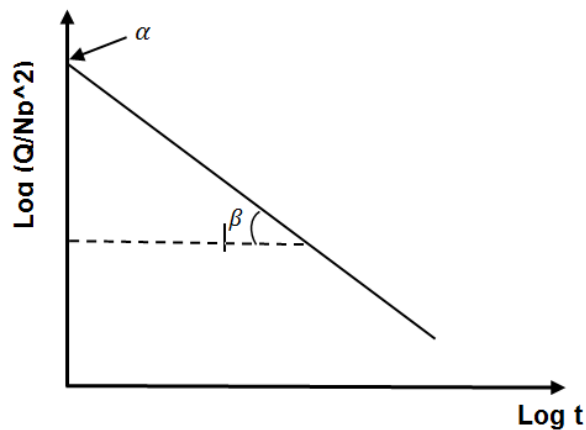
Donde:

Q: Tasa de producción de petróleo

N_p: Producción acumulativa de aceite, calculada con base a la información histórica de la producción de aceite (Q)

α y β : Parámetros estáticos determinados por la regresión lineal.

Figura 11. Gráfica de Log (Q/N_p²) Vs. Log t



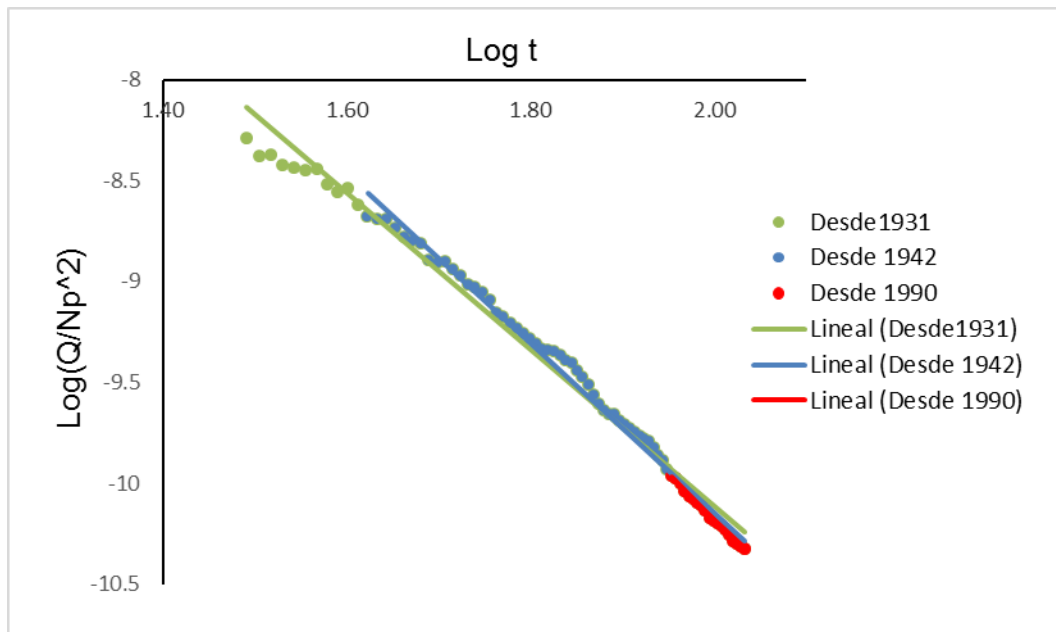
Este modelo resulta más preciso en la medida que se tengan más datos históricos y un mayor tiempo de desarrollo. Para el cálculo estimado de las reservas, el Modelo URR requiere de un gráfico de regresión lineal del Log(Q/N_p²) Vs Log t (Ver figura 12) A través de esta regresión se obtiene los parámetros α y β .

A diferencia del Modelo Logístico, en donde el URR es estimado por el método del tanteo y error a partir de los valores obtenidos en la regresión lineal, el Modelo URR estima el valor de las reservas con la ecuación y los parámetros α y β .

A continuación se muestran los valores obtenidos en la gráfica de regresión lineal.

Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de α	Valor de la β
Desde 1931 a 2008	0.9880	-2.3357	-3.8879
Desde 1942 a 2008	0.9929	-1.7418	-4.2003
Desde 1990 a 2008	0.9959	-0.8397	-4.6699

Figura 12. Gráfica Log (Q/Np²) Vs Log t



Las curvas de tasa y acumulado, dejan ver un mejor ajuste con los datos obtenidos de la regresión a partir del año 1990 hasta el 2008 (Ver figuras 13 y 14)

Figura 13. Grafica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo

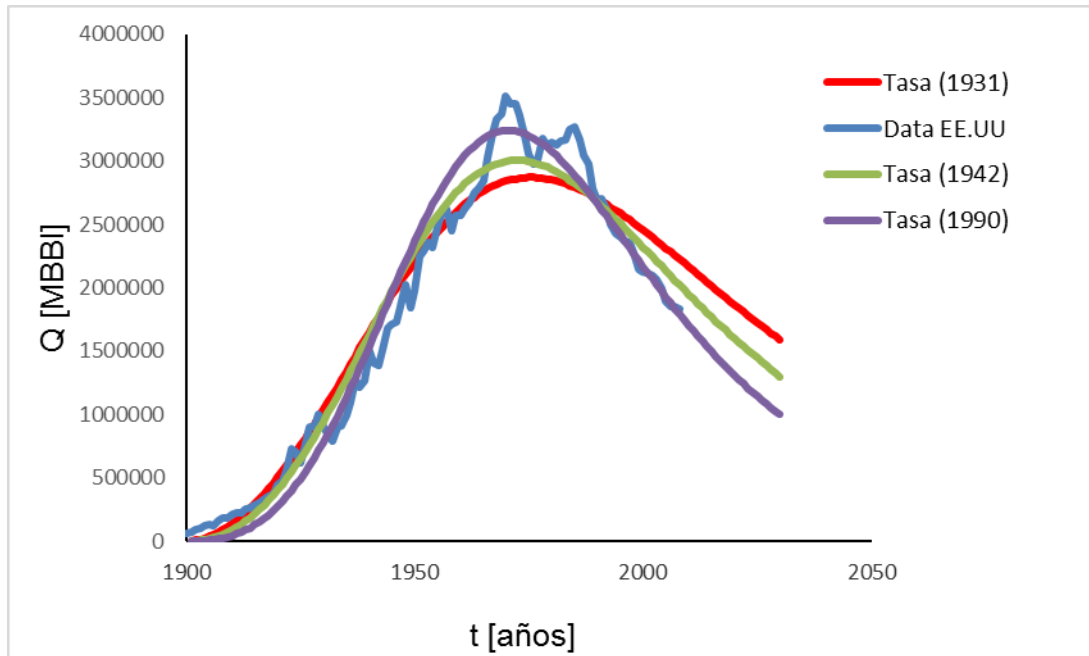
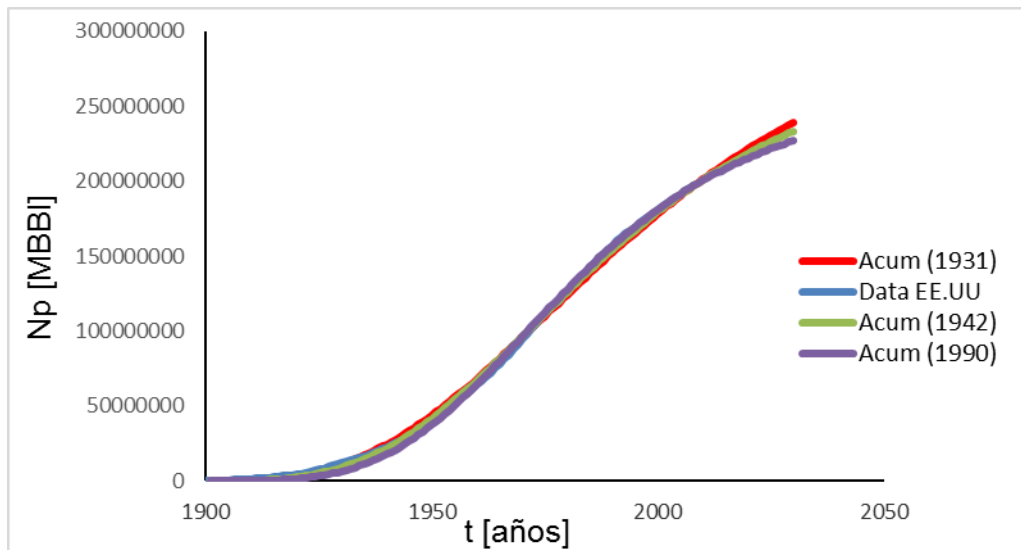


Figura 14. Grafica N_p Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo



Se puede concluir entonces que, usando los datos de producción a partir del año 1990 al 2008 para la gráfica de regresión lineal, se obtienen los mejores valores de los parámetros, para estimar las reservas con la ecuación del modelo URR.

Siendo evidente que, los valores estimados de reservas resultan más precisos cuando el campo tiene un avanzado tiempo de desarrollo; pues con pocos datos históricos de producción se obtendrán valores sobreestimados de las reservas de petróleo, tal y como se puede ver a continuación.

Tabla 3. Comparativo de los valores de EUR del Modelo URR y del Modelo de Simulación

Modelo		Último recurso recuperable (EUR)	
		(En miles de barriles)	
URR	$URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$	(1931-2008)	340.862.306
		(1942-2008)	301.309.527
		(1990-2008)	268.799.762
Simulador		275.000.000	

1.4.4. Modelo Hu–Chen–Zhang (HCZ). El modelo HCZ fue establecido por tres conocidos geólogos chinos en 1995 (Hu Jianguo, 1995) después de un estudio exhaustivo de los datos de campos petroleros. Las siguientes ecuaciones son usadas para la estimación de las reservas:

$$n_D = aN_R e^{-\left(\frac{a}{b}\right)e^{-bt} - bt} \quad (21)$$

$$N_D = N_R e^{-\left(\frac{a}{b}\right)e^{-bt}} \quad (22)$$

$$a = e^A \times b \quad (23)$$

$$b = -B \quad (24)$$

$$n_{Dm\acute{a}x} = 0.3679bN_R \quad (25)$$

$$t_m = \frac{\ln\left(\frac{a}{b}\right)}{b} \quad (26)$$

Donde:

n_D : Tasa de producción de petróleo anual

N_D : Producción de petróleo acumulada

N_R : Último recurso recuperable

$n_{Dm\acute{a}x}$: Tasa de producción de petróleo máxima

t_m : Tiempo al que la tasa de producción es máxima.

a, b, A, B : Parámetros sin ningún significado geológico, hallados por regresión lineal.

La principal consideración de éste Modelo, es suponer un valor de EUR a partir del cual se determinan los parámetros A y B mediante una gráfica que resulta de la linealización de la ecuación (22).

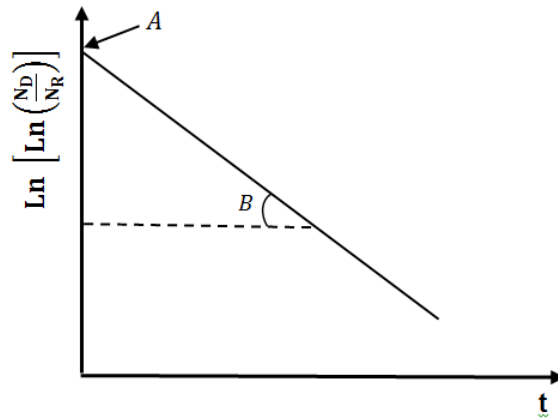
$$\text{Ln} \left[\text{Ln} \left(\frac{N_D}{N_R} \right) \right] = A + Bt \quad (27)$$

Donde:

$$A = \text{Lna} - \text{Lnb} \quad (28)$$

$$B = -b \quad (29)$$

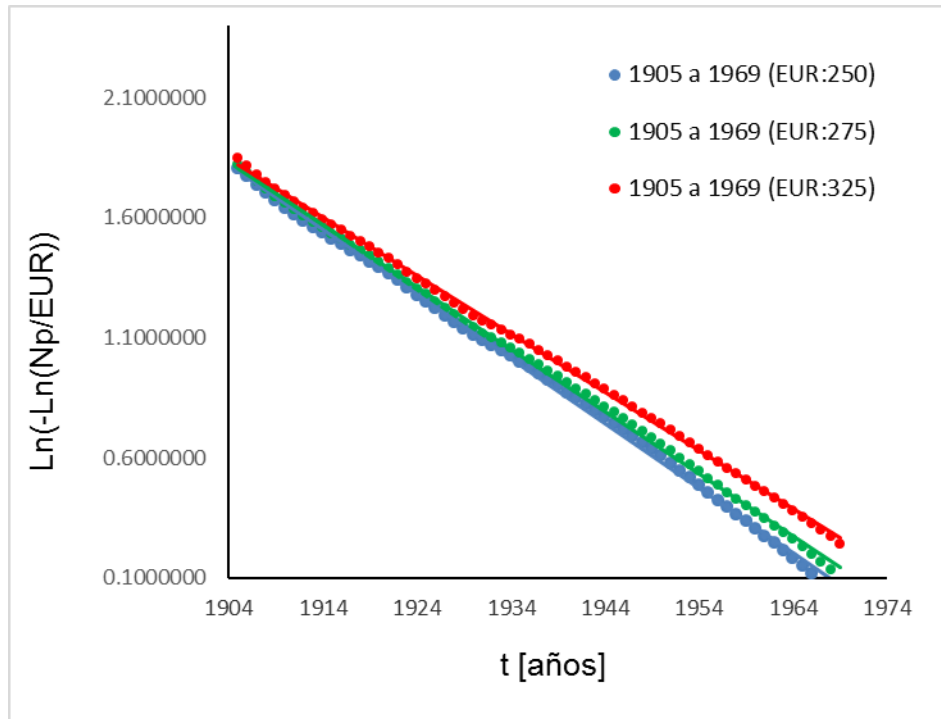
Figura 15. Grafica de $\text{Ln} \left[\text{Ln} \left(\frac{N_D}{N_R} \right) \right]$ Vs. t



Esto, conduce a la determinación de la solución más probable, en donde cada uno de los parámetros en las anteriores ecuaciones, pueden ser todos determinados. Sin embargo, una de las limitaciones de éste Modelo, es que, no se ajusta muy bien al comportamiento de la tasa en función del tiempo de la data, lo que no permite realizar una buena estimación de la producción.

El Modelo HCZ parte de la suposición de un valor de EUR. Entonces, se inicia con ese valor supuesto y los parámetros A y B hallados mediante una gráfica de regresión lineal (Ver figura 16) usando los valores de la data de producción histórica desde 1905 hasta 2008, hasta encontrar un valor de reservas que permita obtener el mejor ajuste de las curvas de tasa y acumulado de petróleo. Encontrando que el mejor ajuste de esas curvas, permiten estimar el valor de EUR más aproximado al “real”.

Figura 16. Gráfica $\text{Ln}(-\text{Ln}(N_p/\text{EUR}))$ Vs t



La siguiente tabla muestra los valores de A y B obtenidos de la gráfica de regresión lineal, para tres valores de EUR supuestos.

Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de A	Valor de la B	Valor de EUR supuesto (MBBI)
Desde 1905 a 2008	0.9985	1.9300	-0.0270	250.000.000
Desde 1905 a 2008	0.9990	1.9323	-0.0259	275.000.000
Desde 1905 a 2008	0.9994	1.9395	-0.0243	325.000.000

A continuación, se muestran las gráficas para la tasa y el acumulado de petróleo en función del tiempo, con el mejor ajuste. Es evidente que en la curva de la tasa no se logra un buen acople del Modelo HCZ con la data de producción histórica de los EE.UU.

Figura 17. Gráfica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo

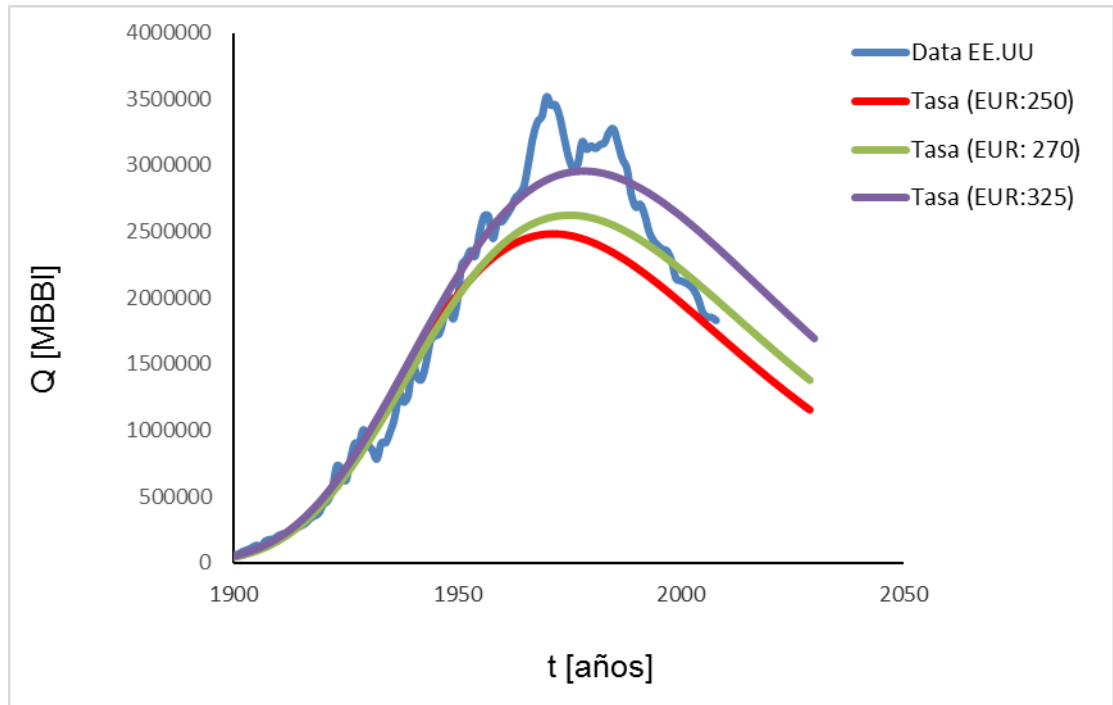
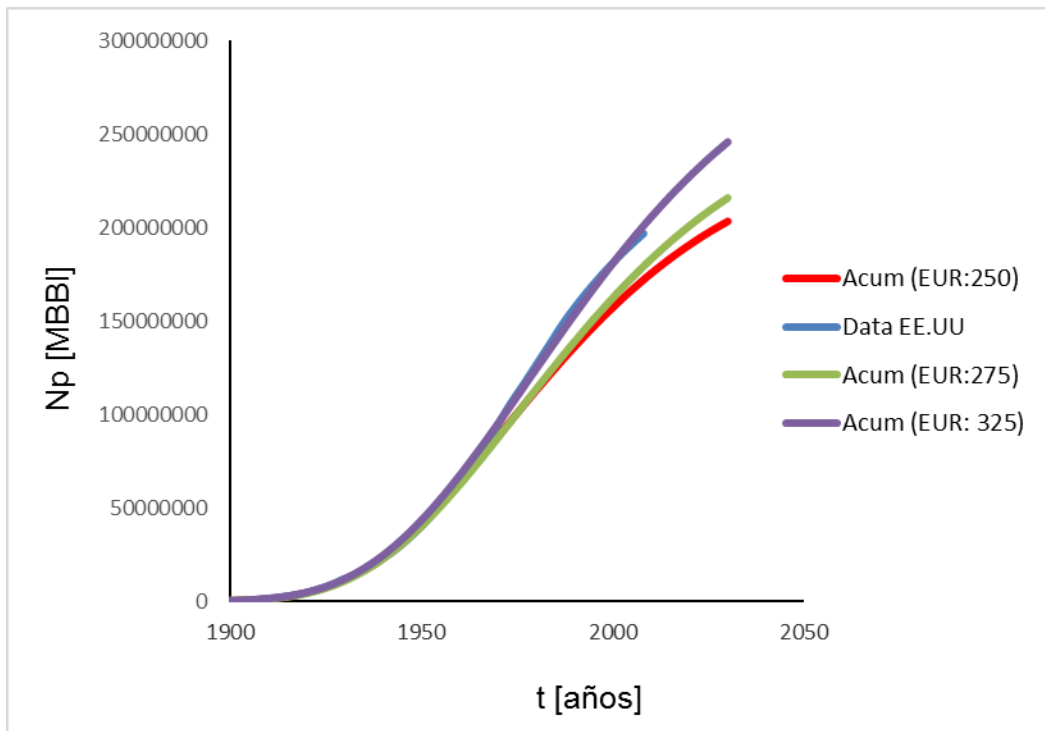


Figura 18. Grafica N_p Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo



A partir de las gráficas y de los valores de reservas estimados, se puede observar que, el mejor ajuste en las curvas de tasa y acumulado de petróleo con el Modelo HCZ, permite obtener un valor de reservas sobrestimado, sin hacer un buen ajuste en la curva de tasa de petróleo, especialmente en el momento en que la producción empieza a declinar. A continuación un comparativo del mejor estimado de EUR por el modelo y el valor de EUR, asumido como el “real”, por el modelo de simulación.

Tabla 4. Comparativo del mejor estimado del EUR por el Modelo HCZ y del Modelo de Simulación

Modelo	Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)
HCZ	325.000.000
Simulador	275.000.000

1.4.5 Modelo Generalizado de Weng. El Modelo Generalizado de Weng es descrito por las siguientes ecuaciones:

$$Q = at^b e^{-\left(\frac{t}{c}\right)} \quad (30)$$

$$Q_{m\acute{a}x} = a \left(\frac{bc}{e}\right)^b \quad (31)$$

$$t_m = bc \quad (32)$$

$$N_R = ac^{b+1} \Gamma(b + 1) \quad (33)$$

Donde:

Q : Es la producción de aceite a un tiempo t

$Q_{m\acute{a}x}$: Es el pico máximo de producción

N_R : Último recurso recuperable

t_m : Año en que se produce la tasa máxima

a, b, c : Parámetros sin ningún significado geológico

Reorganizando la Ec. (30) con el fin de realizar una gráfica de dispersión que permita ver la relación lineal entre $\frac{Q}{t^b}$ y t se obtiene:

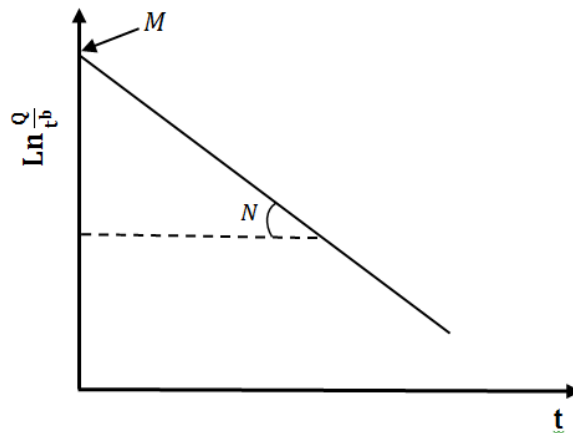
$$\ln \frac{Q}{t^b} = M + Nt \quad (34)$$

Donde:

$$M = \ln a \quad (35)$$

$$N = -\frac{1}{c} \quad (36)$$

Figura 19. Gráfica de $\ln \frac{Q}{t^b}$ Vs. t



Para resolver la ecuación (34), el valor del parámetro b debe determinarse primero, y luego el valor de M y N puede obtenerse mediante regresión lineal. El

siguiente paso es obtener el valor de a y c , y finalmente, se puede estimar el EUR y la producción de aceite sustituyendo a , b y c en las respectivas ecuaciones.

Sin embargo, a veces el pronóstico de producción no siempre tiene buen ajuste con la producción real debido a que el parámetro b es supuesto. Con el fin de superar esta limitación, se introduce un coeficiente de correlación entre la producción prevista y la producción real, para obtener un valor óptimo para b . Un valor de R más cercano a uno, indica un valor más adecuado de b .

$$R = \frac{\sum Q_{act}Q_{for} - [(\sum Q_{act} \sum Q_{for})/n]}{\sqrt{[\sum Q_{act}^2 - ((\sum Q_{act})^2/n)][\sum Q_{for}^2 - ((\sum Q_{for})^2/n)]}} \quad (37)$$

Donde:

R : es el coeficiente de correlación

Q_{act} : Tasa de aceite actual

Q_{for} : Tasa de aceite estimada

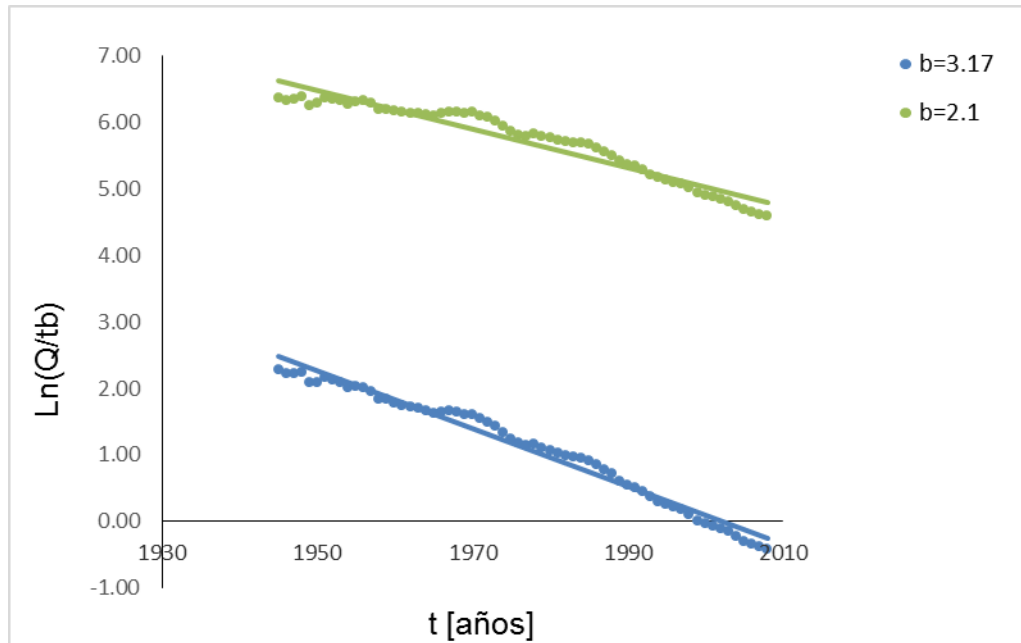
n : Número de datos de producción

Tal y como se mencionó anteriormente, en el Modelo de Weng, b es el primer parámetro a suponer para estimar un valor de reservas. En el análisis de éste modelo con la data de producción de EE.UU, los valores supuestos de b fueron:

Valor de b supuesto
3.17
2.10

A partir del valor de b supuesto, se realiza una gráfica de dispersión que permita ver la relación lineal entre $\frac{Q}{t^b}$ y t y encontrar los valores de M y N (Ver figura 21).

Figura 20. Gráfica Ln(Q/tb) Vs t



Años usados en la regresión	Valor de b supuesto	Valor de M	Valor de la N	Valor de R (Gráfica)	Valor de R (Ec. 37)
Desde 1936 a 2008	3.17	4.4419	-0.0436	0.9793	0.9655
Desde 1936 a 2008	2.1	7.9393	-0.0290	0.9321	0.9370

Una vez obtenidos los valores de M y N, se procede a calcular mediante las ecuaciones descritas anteriormente, los valores de a y c y finalmente un valor estimado de EUR será encontrado mediante el uso de la ecuación 33. Es importante resaltar que el mejor valor de b supuesto, no solo permite encontrar un mejor estimado de reservas, sino también un mejor ajuste en las curvas de tasa y de acumulado de petróleo, tal y como se muestra a continuación.

Figura 21. Gráfica Q Vs t. Tasa en miles de barriles de petróleo

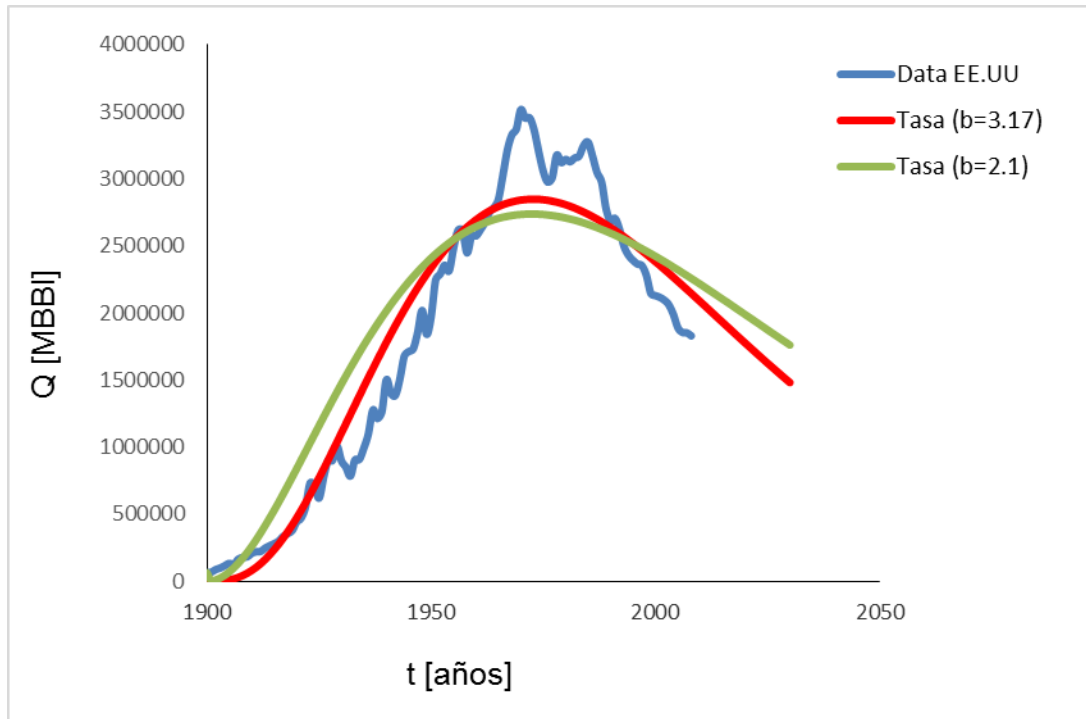


Figura 22. Gráfica N_p Vs t. Acumulado en miles de barriles de petróleo

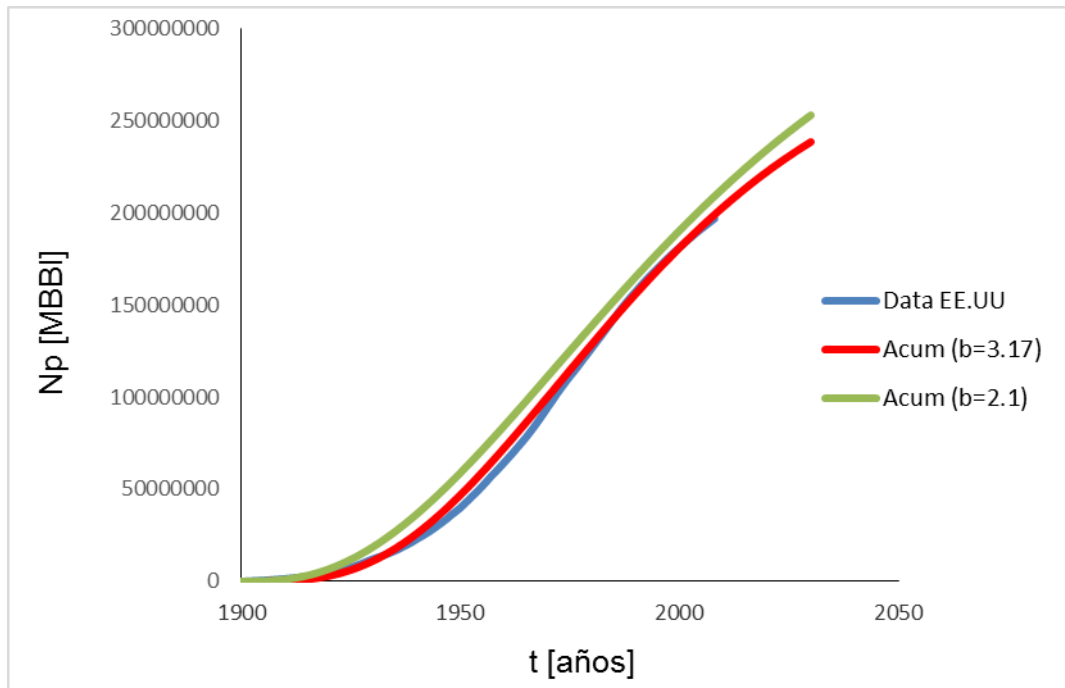


Tabla 5. Comparativo de los valores de EUR del Modelo Generalizado de Weng y del Modelo de Simulación

Modelo		Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)	
Generalizado De WENG	$N_R = ac^{b+1}\Gamma(b + 1)$	b = 3.17	299.698.999
		b = 2.1	356.840.469
Simulador		275.000.000	

Éste modelo sobreestima las reservas de petróleo, tal y como lo muestran los resultados obtenidos, donde un valor supuesto de b igual 3.17 permite hacer el mejor estimado de reservas de petróleo en éste análisis. Esto puede ser debido a la suposición del parámetro b, o también al hecho que el modelo funciona mejor cuando se analiza la producción en varios ciclos, con incrementos y decaimiento de la tasa de petróleo, como sucede en la realidad.

1.4.6 Modelo de Julio Casas. La experiencia demuestra que, en muchos campos, la relación entre la producción anual y las reservas remanentes tiende a permanecer constante. En ausencia de información detallada del yacimiento, ésta correlación puede ser usada para estimar el aceite recuperable original en sitio y, a su vez, el aceite recuperable remanente.⁹

$$Reservas\ remanentes = EUR - Np \quad (38)$$

⁹ CASAS, J. How to estimate oil Reserves Petroleum Engineer International June 1980

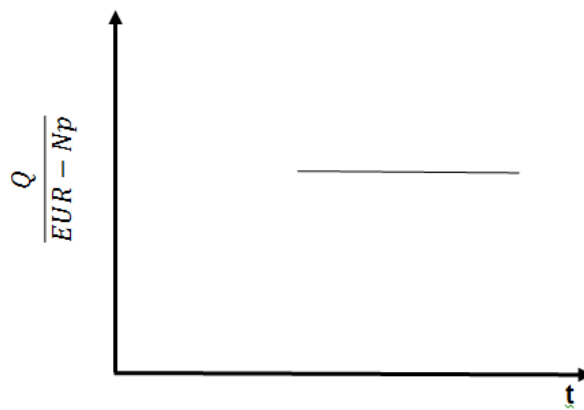
Donde:

Q : Es la producción de aceite a un tiempo t

Np: Producción acumulativa de aceite

EUR: Último recurso recuperable

Figura 23. Grafica de $\frac{Q}{EUR - Np}$ Vs. t



Si el valor estimado del EUR es aproximadamente correcto, los valores de la relación trazada con respecto al tiempo dan como resultado una tendencia casi horizontal; si la estimación de reserva es demasiado grande, los valores de relación tienden a cero. Por el contrario, si la estimación del aceite recuperable original es demasiado pequeña, los valores de relación aumentan.

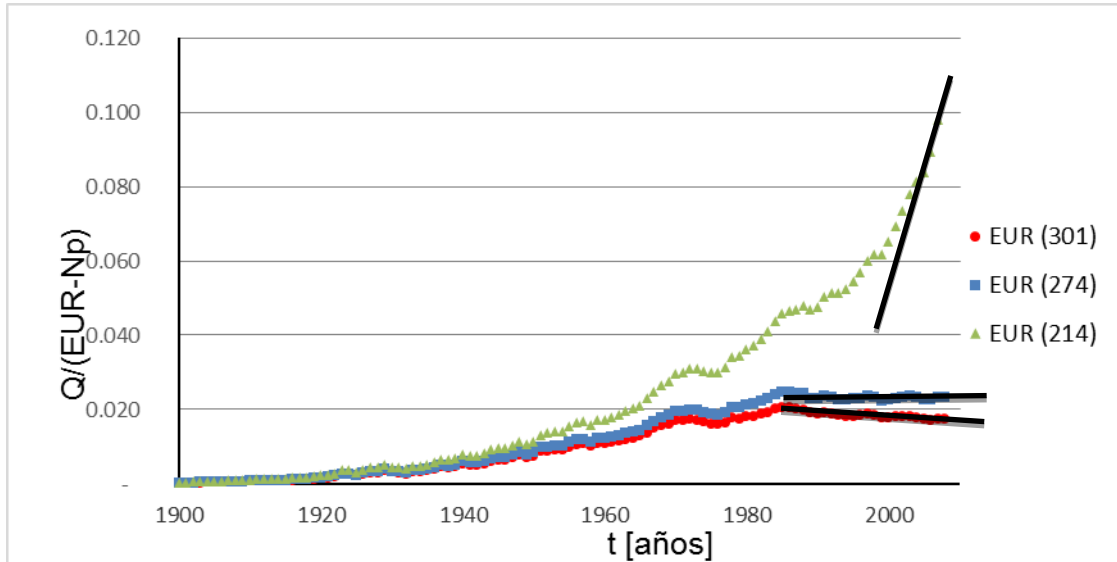
El método se recomienda para yacimientos que han producido entre el 40 y el 50% de las reservas recuperables. Para pozos nuevos o pozos en donde se realice trabajo de workover, no se recomienda el método, debido a que la producción aumentará y creará una anomalía cuando se tracen los datos. Si la anomalía es grande, el método no debe aplicarse hasta que la producción se haya nivelado; si es pequeña, se puede suavizar los datos para obtener una aproximación razonable de las reservas.

En la ausencia total de datos del yacimiento, la estimación del EUR resulta bastante difícil. Una regla general que funciona bastante bien es, empezar con la producción acumulada hasta la fecha y añadir 10 veces la producción del último año.

Al igual que el Modelo HCZ, el Modelo de Julio Casas inicia suponiendo un valor de EUR con el cual se ajusta la gráfica de $\frac{Q}{EUR - N_p}$ Vs. t. Una tendencia horizontal de la curva indicara el mejor estimado de reservas. Además, de todos los modelos analizados, éste es el único que no requiere ajustar las curvas de tasa y acumulado de petróleo para encontrar el mejor valor de reservas. A continuación se muestra la aplicación de éste modelo a la data de producción histórica de EE.UU suponiendo unos valores de reservas.

Valor de EUR supuesto (MBBI)
301.000.000
270.000.000
214.000.000

Figura 24. $Q/(EUR-Np)$ Vs t . Para los tres valores de EUR supuestos



A continuación se muestran las curvas por separado, para una mejor observación del comportamiento.

Figura 25. $Q/(EUR-Np)$ Vs t . Para un valor de 214 billones de barriles de petróleo de EUR supuesto

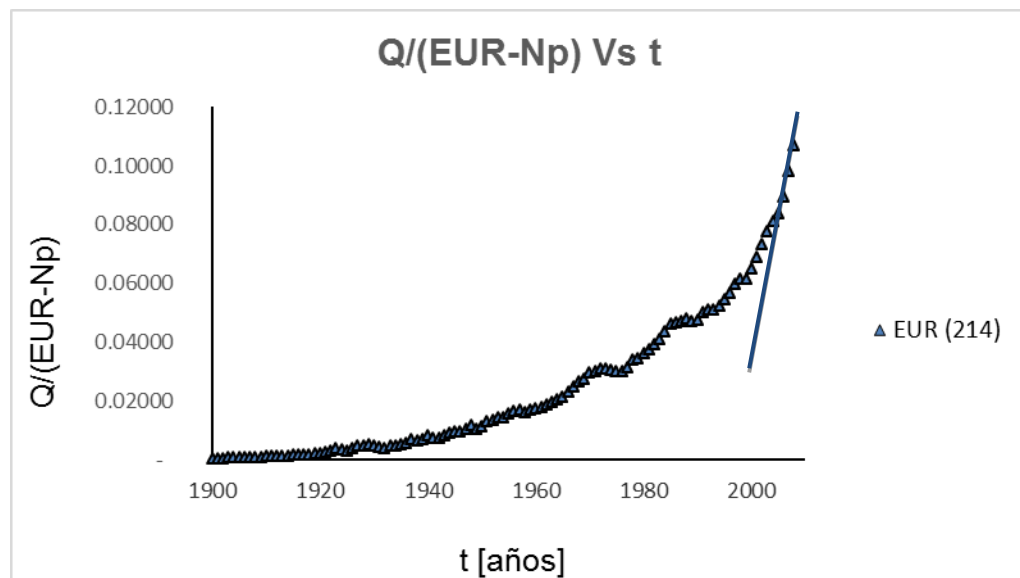


Figura 26. $Q/(EUR-Np)$ Vs t . Para un valor de 274 billones de barriles de petróleo de EUR supuesto

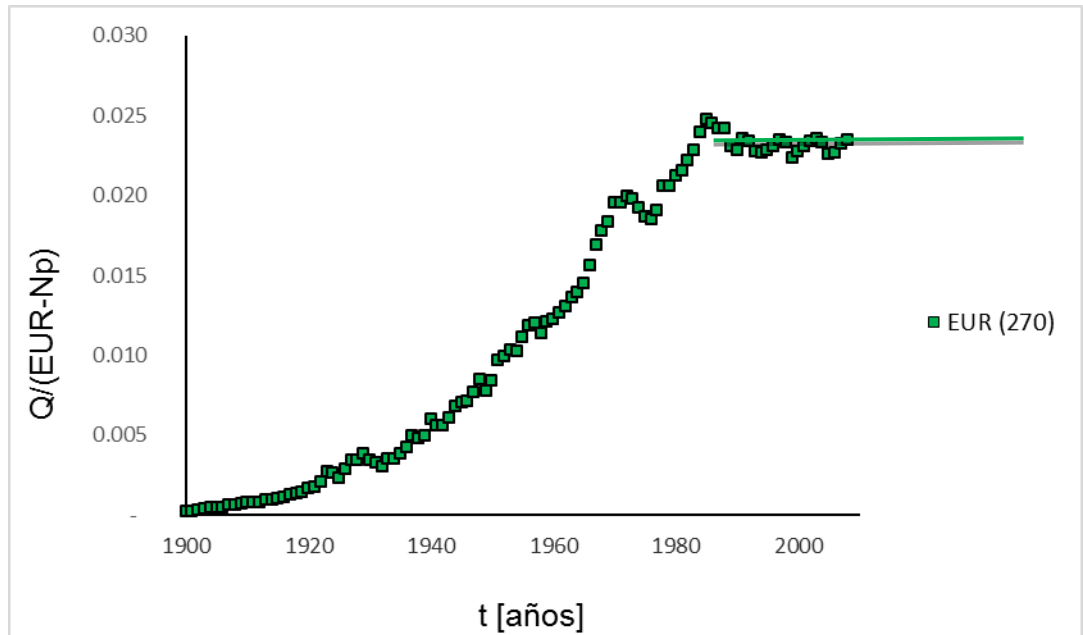
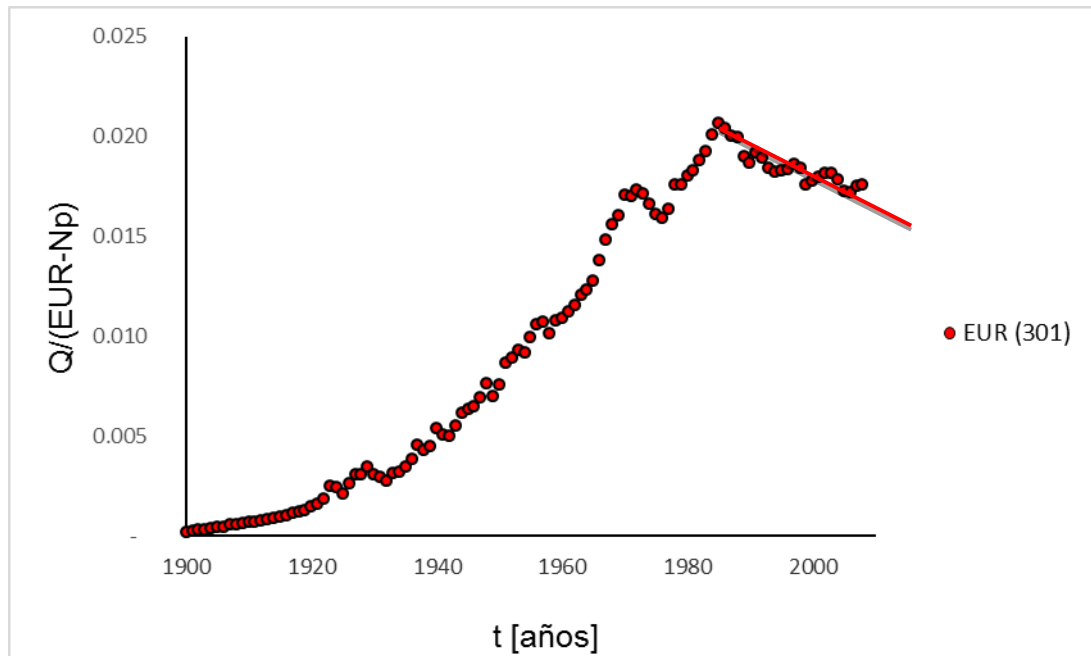


Figura 27. $Q/(EUR-Np)$ Vs t . Para un valor de 301 billones de barriles de petróleo de EUR supuesto



De la gráficas se observa que, los valores de la relación trazada con respecto al tiempo dan como resultado una tendencia casi horizontal, cuando se supone un valor de EUR de 270 billones de barriles de petróleo; mientras que, los valores de relación tienden a cero cuando se supone un valor de reservas mucho mayor, 301 billones de barriles de petróleo. Y finalmente, suponiendo un valor más pequeño de reservas, 214 billones de barriles, los valores de relación aumentan. Todo esto permite concluir que, el valor estimado del EUR aproximadamente correcto es de 270 billones de barriles. Un estimado bastante cercano al del modelo de simulación, el cual ha sido asumido como el real en éste análisis.

Tabla 6. Comparativo de los valores de EUR del Modelo de Julio Casas y del Modelo de Simulación

Modelo	Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)	
Julio Casas	Valores de	214.000.000
	EUR	274.000.000
	supuestos	301.000.000
Simulador	275.000.000	

A continuación se muestra el mejor estimado de reservas de cada uno de los modelos basados en la declinación exponencial, en comparación con el valor estimado por el modelo de simulación, el cual ha sido asumido para éste análisis, como el valor “real” del EUR en EE.UU.

Tabla 7. Mejores estimados de cada uno de los modelos basados en la declinación exponencial, comparados con el valor arrojado por el Modelo de Simulación

Modelo		Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)
Exponencial	$EUR = \frac{Q_o}{D} + N_{po}$	270.356.368
Logístico	Valor ajustado	220.000.000
URR	$URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$	268.799.762
HCZ	Valor supuesto	325.000.000
Generalizado de WENG	$N_R = ac^{b+1}\Gamma(b + 1)$	299.698.999
Julio Casas	Valor supuesto	274.000.000
SIMULADOR		275.000.000

De la tabla 7, es evidente que los modelos con menor precisión en la estimación de reservas de petróleo, son el Logístico el cual tiende a subestimar el valor del EUR, el Modelo Generalizado de Weng y el Modelo HCZ, los cuales tienden a sobre estimar dicho valor. Por el contrario, los Modelos URR, Exponencial y el de Julio Casas, estiman valores de reservas bastantes cercanos al del Modelo de simulación, con un porcentaje de error menor al 5%. Siendo el método de Julio Casas, el más preciso, estimando un valor casi idéntico al asumido como el “real” proveniente del Modelo de Simulación.

La Tabla 8 Muestra un resumen de las formulas usadas en cada uno de los modelos descritos para la estimación de reservas de aceite.

Tabla 8. Fórmulas de los modelos basados en la declinación exponencial analizados. D, k, A, B, a, b, c, α , β , son simples parámetros estáticos determinados mediante regresión lineal; por lo que no tienen ningún significado geológico

Modelo	Tasa de producción	Tasa máxima	Petróleo producido	Tiempo peak oil	Parámetros	Último recurso recuperable
Exponencial	$Q = Q_o \exp^{-D(t-t_o)}$		$N_p = \frac{Q_i - Q}{D}$		D	$EUR = \frac{N_p + Q_o}{D}$
Logístico	$Q = kN_p \left(\frac{EUR - N_p}{EUR} \right)$	$Q_{max} = \frac{EUR}{2}$	$N_p = \frac{EUR}{1 + Ae^{-kt}}$	$t_m = \frac{1}{k} \ln A$	A, k, EUR	$EUR = (1 + Ae^{-kt}) * N_p$
URR	$Q = \frac{URR * 10^{-A} B t^{-(B+1)}}{(1 + 10^{-A} t^{-B})^2}$		$N_p = \frac{URR}{1 + 10^{-A} t^{-B}}$		A, B, URR α, β , URR	$URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$
HCZ	$n_D = a N_R e^{[-(\frac{a}{b})e^{-bt} - bt]}$	$n_{Dmax} = 0.3679 b N_R$	$N_p = N_R e^{[-(\frac{a}{b})e^{-bt}]}$	$t_m = \frac{\ln(\frac{a}{b})}{b}$	a, b, N_R	$N_R = \frac{N_D}{e^{-(\frac{a}{b})e^{-bt}}}$
Weng Generalizado	$Q = a t^b e^{-\left(\frac{t}{c}\right)}$	$Q_{max} = a \left(\frac{bc}{e}\right)^b$		$t_m = bc$	a, b, c, N_R	$N_R = a c^{b+1} \Gamma(b + 1)$

2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

La simulación de yacimientos es una disciplina muy importante utilizada en los procesos realizados en la ingeniería de petróleos; se encarga de reproducir el comportamiento del yacimiento por medio de modelos matemáticos que buscan representar los fenómenos involucrados en el flujo de fluidos a través del medio poroso. El objetivo de esta disciplina es reproducir el comportamiento actual del yacimiento y su finalidad es predecir su comportamiento bajo diferentes escenarios de explotación.

Esta herramienta se basa en los siguientes modelos:

➤ **Modelo Diferencial:** Conformado por un conjunto de ecuaciones diferenciales que describen los procesos físico-químicos que ocurren en el yacimiento en función del espacio y del tiempo.

➤ **Modelo Numérico:** Permite dar solución al modelo diferencial, se utiliza para solucionar los sistemas de ecuaciones diferenciales, que generalmente no se pueden solucionar de forma analítica. Existen tres formas de hacer este modelo:

- Diferencias finitas (el más usado).
- Elementos finitos (no se usa porque no permite la unión de las ecuaciones de balance de masa y energía).
- Volúmenes de control.

Modelo Computacional: Facilita la solución a las ecuaciones, este requiere de un programa de computadora conocido como simulador.

Los simuladores de yacimientos se clasifican acorde a las siguientes condiciones (tabla 9).

Tabla 9. Clasificación de los simuladores numéricos de yacimientos.

Clasificación de los Simuladores		
Número de Dimensiones	Dimensión cero	
	Una dimensión	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Modelo Lineal ✓ Modelo Radial
	Dos dimensiones	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Geometría Horizontal ✓ Geometría Vertical ✓ Geometría Radial
	Tres dimensiones	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Modelo Cartesiano ✓ Modelo Cilíndrico
Tipo de Yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Yacimiento de Gas ✓ Yacimiento de Petróleo ✓ Yacimiento de Condensado 	
Proceso de Recuperación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Recuperación Primaria ✓ Simulación Térmica ✓ Inyección de Químicos y Polímeros. ✓ Desplazamiento Miscible 	

Fuente: Modificado de OSORIO, G. "Simulación Numérica de Yacimientos", Pág. 7.

En este capítulo se presenta el desarrollo del modelo conceptual de simulación con propiedades típicas de un yacimiento del valle medio del magdalena, el cual se llevó a cabo mediante los simuladores de la compañía CMG (Builder y IMEX). El objetivo de construir el modelo numérico de simulación, es comparar los resultados obtenidos con aquellos de los modelos analíticos para el cálculo de reservas y así estimar cual modelo analítico es el más acertado.

La herramienta Builder permite al usuario el ingreso de las propiedades del modelo de simulación para cada una de las secciones principales, IMEX es un

simulador de petróleo negro usado para modelar producción primaria y secundaria. Para este caso específico, se implementaran patrones de cinco puntos de inyección de agua desde el inicio de la simulación con el fin de representar el pico o la campana de producción instantánea de aceite, además la inyección de agua permite mantener la presión promedio de yacimiento por encima de la presión de burbuja, manteniendo el yacimiento en un estado subsaturado.

2.1 DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Para el desarrollo del modelo base de simulación numérica, inicialmente se deben ingresar las propiedades de cada una de las siguientes secciones del Builder:

- Grid de simulación.
- Modelo de fluidos.
- Interacción roca – fluido.
- Condiciones iniciales.
- Pozos y eventos.

A continuación se describirán cada una de estas secciones y las propiedades asociadas a cada una de ellas.

2.1.1 Grid de simulación. El grid de simulación hace referencia al dimensionamiento y discretización a nivel espacial del modelo de simulación y la definición de las coordenadas a implementar. Además, es en esta sección donde se ingresan las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) del modelo de simulación. Teniendo en cuenta que se trata de un modelo conceptual con dimensiones similares a las de un campo típico del Magdalena Medio, se implementaron coordenadas cartesianas. En la tabla 10 se puede observar la discretización realizada al modelo de simulación.

Tabla 10. Propiedades del grid de simulación

Parámetro	Valor
Número de divisiones en i	31
Número de divisiones en j	37
Número de divisiones en k	10
Total de celdas	11470

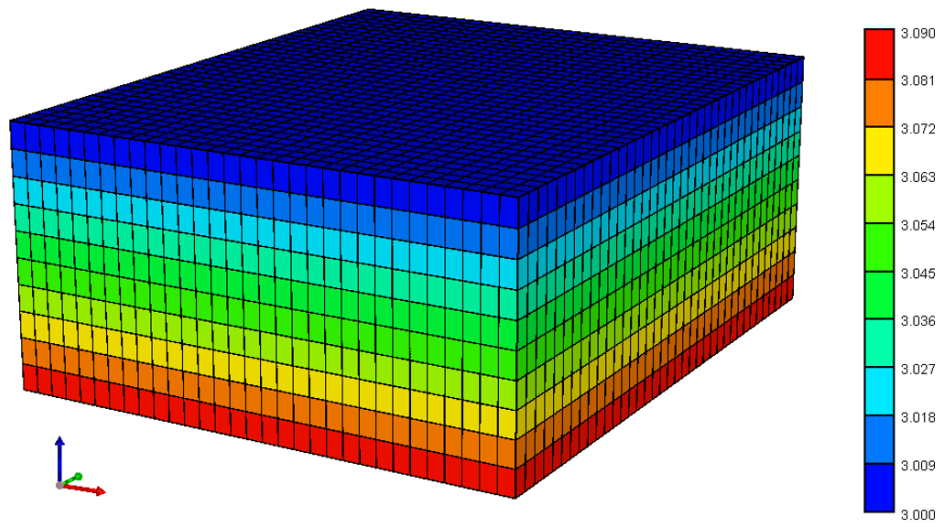
Las propiedades de porosidad y permeabilidad del modelo se asumieron como propiedades promedio de un campo del Magdalena Medio Colombiano, estas se pueden ver en la tabla 11, junto con los espesores, el tope del yacimiento y la compresibilidad.

Tabla 11. Espesores de las celdas y propiedades petrofísicas del modelo

Parámetro	Valor	Unidad
Espesor celdas i	200	Ft
Espesor celdas j	200	Ft
Espesor celda k	3	ft
Tope	3000	Ft
Porosidad	20	%
Permeabilidad i, j, k	400	mD
Compresibilidad de la roca	$4,5 \times 10^{-6}$	Psi ⁻¹

En la figura 28 se puede observar el modelo de simulación en 3D y la propiedad “tope” en escala de colores.

Figura 28. Modelo de simulación en 3D



2.1.2 Modelo de fluidos. Para el desarrollo del modelo de fluidos, se cuenta con las propiedades de un crudo del valle medio del Magdalena, las cuales se pueden ver a continuación (tabla 12).

Tabla 12. Propiedades del crudo colombiano.

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad crudo	56.7506	Lb/ft ³
Gravedad API crudo	24	g/cc
Presión referencia	1300	psi
Temperatura de yacimiento	230	°F
Gravedad específica del gas	0,75	
Presión de burbuja	800	Psi
Salinidad del agua	10000	ppm

A partir de estos valores, el simulador implementa una serie de correlaciones empíricas para calcular las propiedades típicas de las pruebas PVT, como por

ejemplo las viscosidades, gas en solución, propiedades del gas, entre otras. Las correlaciones para la creación del modelo de fluidos sintético que utiliza el simulador son las siguientes:

- **Ng and Egbogah:** Cálculo de la viscosidad del crudo muerto.
- **Beggs and Robinson:** Cálculo de la viscosidad del crudo vivo.
- **Standing:** Propiedades del gas.

Entre los resultados del modelo de fluidos sintético creado a partir de las correlaciones antes mencionadas, están la viscosidad del aceite (ver figura 29), el gas en solución y el factor volumétrico del aceite (ver figura 30).

Figura 29. Viscosidad del aceite y del gas en función de la presión de yacimiento.

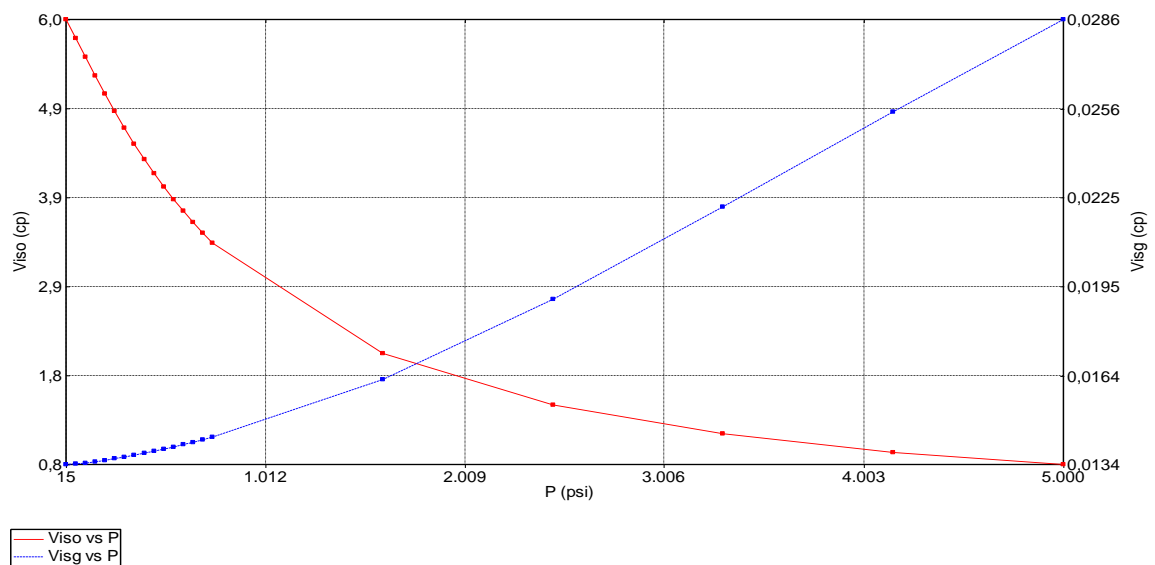
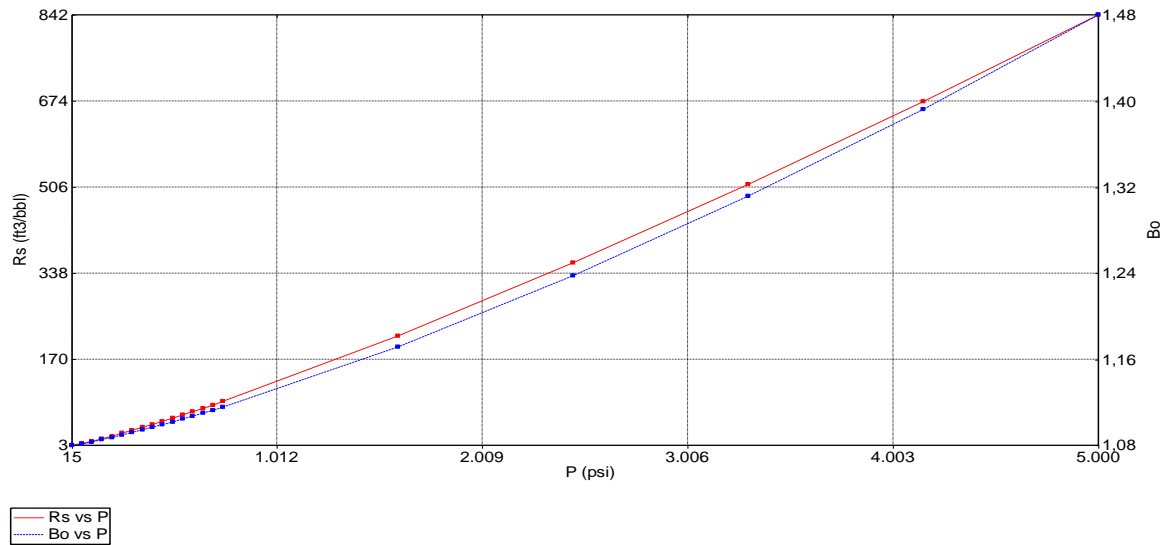


Figura 30. Gas en solución y factor volumétrico del aceite en función de la presión de yacimiento.



2.1.3 Interacción roca – fluido. La interacción roca – fluido se representa mediante las curvas de permeabilidad relativa, las cuales describen el flujo del agua y el aceite en el medio poroso, despreciando los efectos capilares. Las curvas fueron generadas a partir de los *end points* (ver tabla 13); se tomaron datos promedio de la literatura, a partir de varios campos del valle medio del magdalena. Con los endpoints, el simulador implementa las correlaciones de *Hirasaki* para calcular las curvas de permeabilidad relativa.

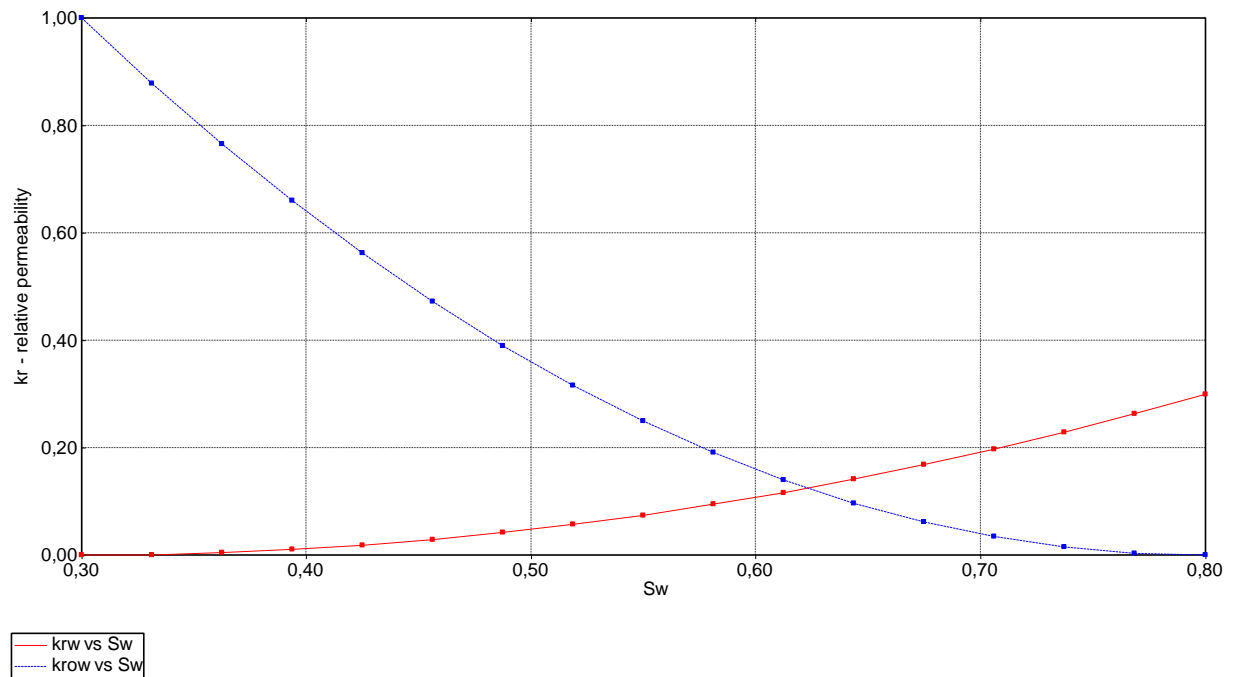
Tabla 13. End points de las curvas de permeabilidad relativa

End point	Valor
Saturación de agua connata	0.3
Saturación de agua crítica	0.3
Saturación de aceite irreducible (Curva agua – aceite)	0.2
Saturación de aceite residual (Curva agua – aceite)	0.2
Saturación de aceite irreducible (Curva gas - líquido)	0.2
Saturación de aceite residual (Curva gas - líquido)	0.2

Saturación de gas connata	0
Saturación crítica de gas	0.05
Permeabilidad relativa al aceite @ saturación de agua connata	1
Permeabilidad relativa al agua @ saturación de aceite irreducible	0.3
Permeabilidad relativa al gas @ saturación de líquido connata	1
Permeabilidad relativa al gas @ saturación de gas connata	1
Exponentes para la correlación de <i>Hirasaki</i>	2

Las curvas de permeabilidad relativa se pueden observar en la figura 31. Teniendo en cuenta que el punto de intersección de las curvas es superior a 0.5, se concluye que el yacimiento tiene preferencia a ser mojado por agua.

Figura 31. Curvas de permeabilidad relativa.



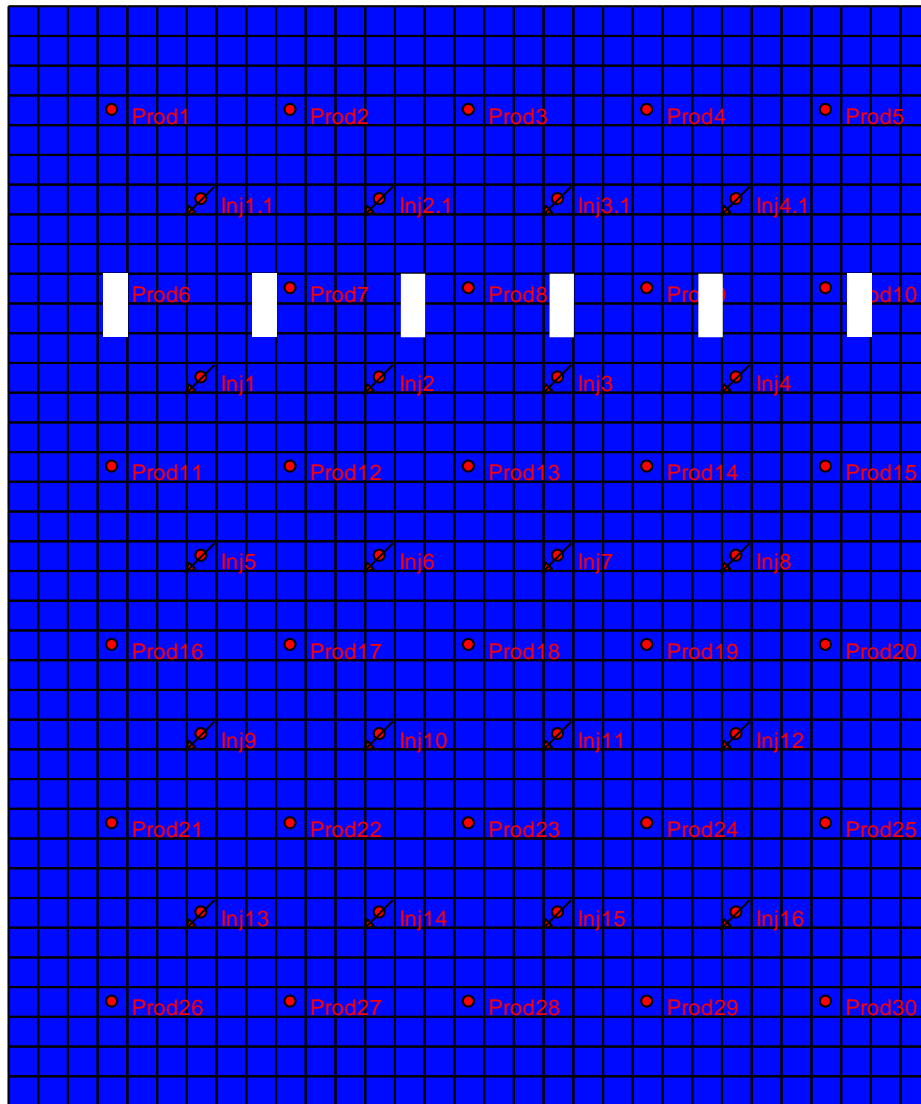
2.1.4 Condiciones iniciales. Esta sección hace referencia a las condiciones iniciales en las cuales se encuentra el modelo de simulación, para lo cual se cuenta con la presión inicial, profundidad de referencia, Datum, contacto agua petróleo y gas petróleo y la presión de burbuja (ver tabla 14).

Tabla 14. Condiciones iniciales del modelo de simulación.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión inicial	1300	psi
Profundidad de referencia	3000	ft
Datum	3010	ft
Contacto agua petróleo	3080	ft
Contacto gas petróleo	3000	ft
Presión de burbuja	800	psi

2.1.5 Pozos y eventos. En total se perforaron 50 pozos, de los cuales 30 son productores y 20 inyectores de agua. Dichos pozos se configuraron en patrones de 5 puntos, siguiendo el esquema que se puede observar en la figura 32. La simulación inicia el 1 de enero del año 2017 y finaliza el 1 de enero del año 2047 (30 años de simulación), se tomaron intervalos o pasos de tiempo de 1 mes (373 fechas).

Figura 32. Esquema de los pozos productores e inyectores del modelo de simulación



Los parámetros operativos de los pozos se pueden ver en la tabla 15.

Tabla 15. Parámetros de los pozos productores e inyectores

POZOS PRODUCTORES			
Tipo de parámetro	Parámetro	Valor	Unidades
Operativo	Tasa de líquido en superficie	500	Bbl/d
Operativo	Presión de fondo fluyente	800	Psi
Monitoreo	Corte de agua	0.95	Frac
POZOS INYECTORES			
Tipo de parámetro	Parámetro	Valor	Unidades
Operativo	Tasa de inyección de agua	2000	Bbl/d
Operativo	Presión de fondo fluyente	900	Psi
FECHAS			
Inicio de la simulación		2017 / 01 / 01	
Final de la simulación		2047 / 01 / 12	
Paso de tiempo		1 mes	

Se eligió un corte de agua del 95%, con el fin de cerrar los pozos productores cuando la producción de agua alcance dicho valor. Los pozos productores e inyectores se perforaron secuencialmente en intervalos de tiempo de 2 meses, con el fin de representar el incremento en la producción instantánea observado en la literatura. Las fechas en las cuales se perforaron los pozos se pueden ver en la tabla 16.

Tabla 16. Fechas de perforación de los pozos productores e inyectores.

FECHAS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS	
Fecha	Pozo
Prod 1	2017 / 01 / 01
Prod 2	2017 / 03 / 01
Prod 3	2017 / 05 / 01
Prod 4	2017 / 07 / 01
Prod 5	2017 / 09 / 01
Prod 6	2017 / 11 / 01
Prod 7, Inj 1.1	2018 / 01 / 01
Prod 8, Inj 2.1	2018 / 03 / 01
Prod 9, Inj 3.1	2018 / 05 / 01
Prod 10, Inj 4.1	2018 / 07 / 01
Prod 11	2018 / 09 / 01
Prod 12	2018 / 11 / 01
Prod 13, Inj 1	2019 / 01 / 01
Prod 14, inj 2	2019 / 03 / 01
Prod 15, Inj 3	2019 / 05 / 01
Prod 16, Inj 4	2019 / 07 / 01
Prod 17, Inj 5	2019 / 09 / 01
Prod 18, Inj 6	2019 / 11 / 01
Prod 19, Inj 7	2020 / 01 / 01
Prod 20, Inj 8	2020 / 03 / 01
Prod 21, Inj 9	2020 / 05 / 01
Prod 22, Inj 10	2020 / 07 / 01
Prod 23, Inj 11	2020 / 09 / 01
Prod 24, Inj 12	2020 / 11 / 01
Prod 25, Inj 13	2021 / 01 / 01
Prod 26, Inj 14	2021 / 03 / 01

Prod 27, Inj 15	2021 / 05 / 01
Prod 28, Inj 16	2021 / 07 / 01
Prod 29	2021 / 09 / 01
Prod 30	2021 / 11 / 01

2.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

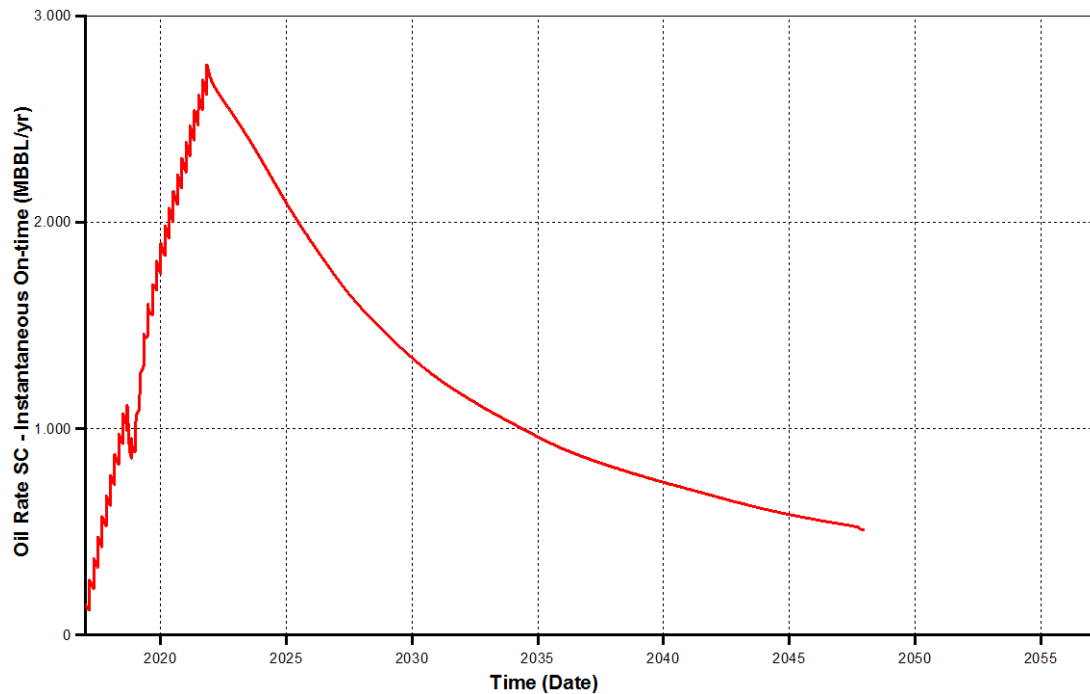
Después de construido el modelo base de simulación, se procede a realizar la corrida mediante el simulador IMEX (petróleo negro). Los resultados iniciales de la corrida, referentes los volúmenes originales de aceite, gas y agua, son los siguientes (ver tabla 17):

Tabla 17. Resultados

Parámetro	Valor	Unidades
Aceite original en sitio	0.83250E+08	STB
Agua original en sitio	0.69170E+08	STB
Gas original en sitio	0.80033E+10	SCF
HC. Volumen poroso	92057	M RBBL
Volumen poroso total	164390	M RBBL

Mediante la herramienta “Results Graph” del launcher de CMG, es posible visualizar las gráficas de resultados de la simulación numérica. En la figura 33 se puede observar la producción instantánea de aceite, la cual alcanza un pico de 2763.8 MBBL/año finalizando el 2021.

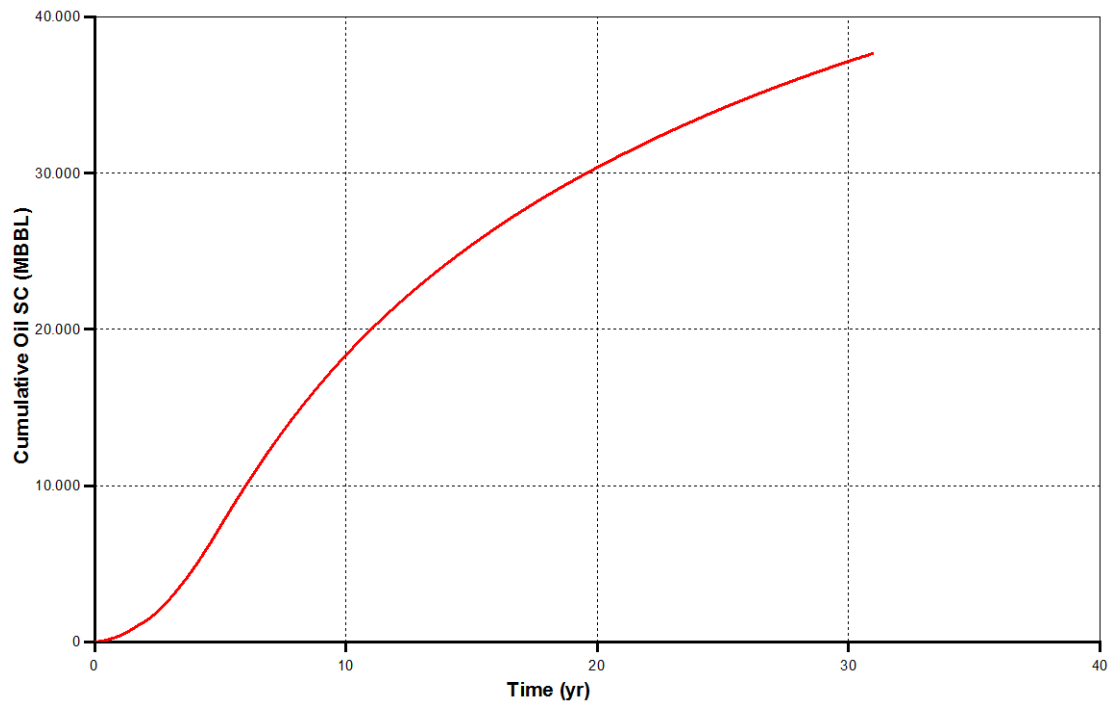
Figura 33. Producción instantánea de aceite del modelo de simulación



De la figura anterior, se puede evidenciar claramente el efecto de la inyección de agua durante los primeros 4 años de simulación, alcanzando el pico de producción finalizando el 2021, posteriormente se evidencia una disminución constante en la producción de aceite.

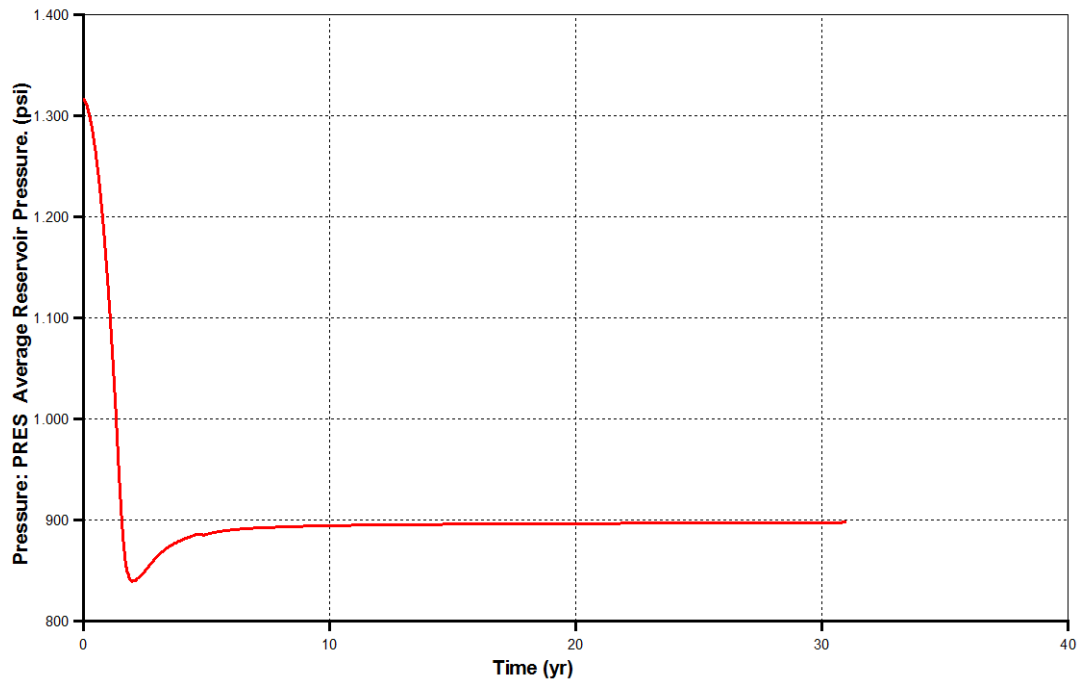
En la figura 34, se puede observar la producción acumulada de aceite, la cual llega a un total de 3767.8 MBBL a la última fecha.

Figura 34. Producción acumulada de aceite del modelo de simulación numérica



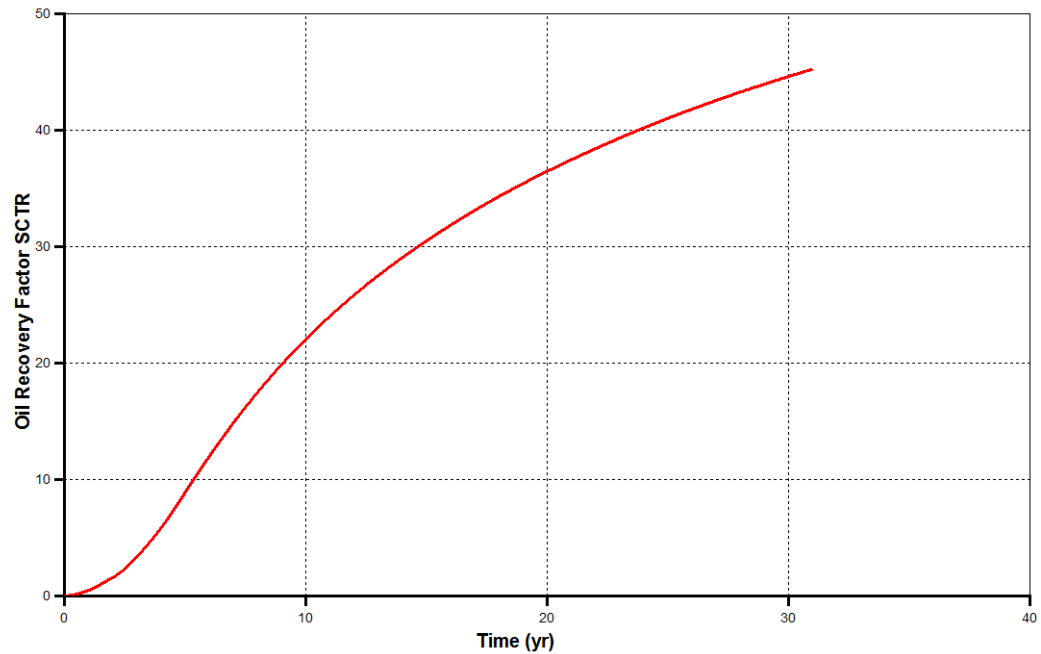
En la figura 35, se puede observar la variación de la presión promedio de yacimiento en el tiempo, la cual llega hasta un pico mínimo de 839 psi en el 2019 y posteriormente asciende hasta estabilizarse en 896 psi, hasta el final de la simulación.

Figura 35. Presión promedio del yacimiento del modelo de simulación numérica.



En este acenso de la presión se evidencia el efecto de la inyección de agua, además permite mantener el yacimiento en un estado subsaturado, es decir que la presión no alcanza la presión de burbuja, la cual es de 800 psi. En la figura 36 se puede observar el comportamiento del factor de recobro, el cual alcanza un valor máximo de 45.2%.

Figura 36. Factor de recobro del modelo de simulación numérica.



En la figura 37 se puede observar la producción instantánea de agua, la cual se incrementa constantemente hasta el final de la simulación, alcanzando un valor máximo final de 4783.3 MBBL/año. En la fecha 2021/11/01, se produce un cambio de pendiente en la producción de agua, dado que en dicha fecha finaliza la perforación de pozos productores e inyectores, por lo tanto disminuye la aceleración en la producción tanto de agua como de aceite. En la figura 38 se muestra la producción acumulada de agua, resultado en un total de agua producida de 118576 MBBL.

Figura 37. Producción instantánea de agua y de aceite del modelo de simulación.

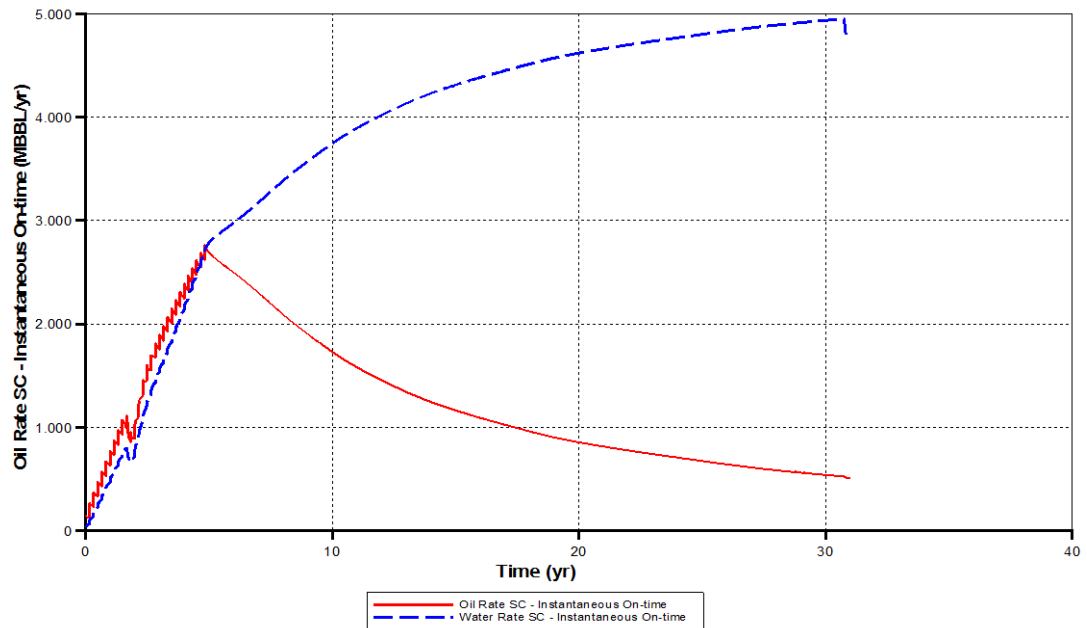
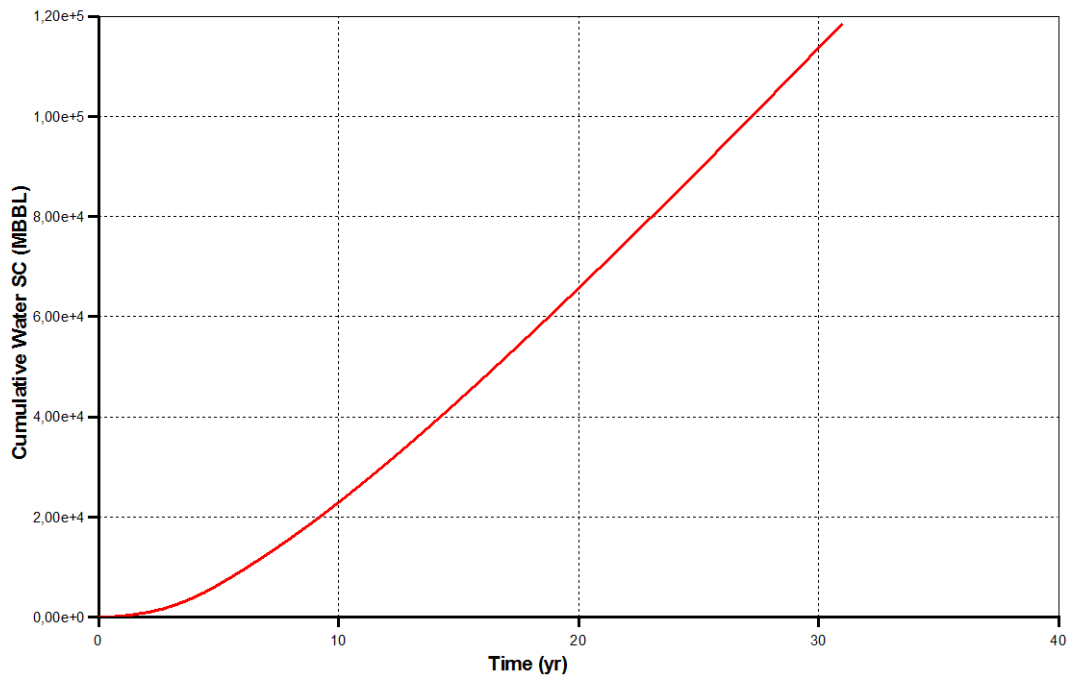


Figura 38. Producción acumulada de agua del modelo de simulación numérica.



3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

La investigación realizada en éste proyecto, contribuye al desarrollo de métodos para evaluar el pronóstico o estimación de reservas recuperables. El enfoque se basa en el uso de datos sintéticos generados por un modelo numérico de simulación, a escala conceptual. En la actualidad, existe una gran variedad de técnicas de estimación, que van desde un análisis geológico, modelos estructurales y de procesos detallados hasta ajuste de curvas. Sin embargo; a pesar de las diferencias, todos los procedimientos de estimación pueden considerarse esquemas de procesamiento de información que toman ciertos datos como entrada y producen una estimación de las reservas recuperables de petróleo como la salida.

Las reservas dependen de la forma de explotación del campo, el tiempo de explotación y el método de predicción a utilizar. Por tanto, para ésta investigación, se asume que, las predicciones del simulador son el 100% de la producción teórica. Bajo ese escenario de explotación, las reservas estimadas por el modelo de simulación, serán igual a la producción acumulada de aceite hasta que el corte de agua sea del 95%, parámetro elegido para cerrar los pozos productores.

Las reservas de petróleo estimadas por el modelo conceptual de simulación, son de 49309 MBBL desde enero del 2017 hasta septiembre del año 2185. La tabla 18 muestra los datos de tasa y acumulado de petróleo arrojados por el simulador para hacer el respectivo análisis de los modelos basados en la declinación exponencial a través de la herramienta Microsoft Excel.

Las figuras 39 y 40 corresponden a las curvas de tasa y acumulado de petróleo, realizadas con los datos del Modelo de Simulación, las cuales servirán de base para hacer el ajuste de los Modelos basados en la declinación exponencial.

La gráfica de tasa del Modelo de simulación, representa el comportamiento que se espera en la producción, un incremento durante los primeros años de vida del yacimiento, hasta alcanzar un máximo de producción para luego comenzar a declinar, una forma de campana. Sin embargo, el comportamiento en la realidad, no es tan uniforme y tiende a tener varios ciclos de incremento y decaimiento de la producción, que corresponde a más de una campana, debido a factores como la tecnología, precios, ley de oferta y demanda, entre otros que inciden en la explotación de petróleo. La inyección de agua realizada en el Modelo de Simulación, permite simular un ciclo, pero más cercano a la realidad, debido a que el comportamiento no es netamente uniforme ni lineal, sin eliminar la trayectoria de campana requerida para hacer el análisis de los modelos basados en la declinación exponencial (Ver figura 39)

La producción acumulada de petróleo, teóricamente debería tener una trayectoria en forma de S, no obstante, ese comportamiento no es tan exacto en la realidad. El Modelo de Simulación, deja ver un poco ese comportamiento requerido para hacer el análisis (Ver figura 40).

Tabla 18. Valores de tasa y acumulado del modelo de simulación del 2017 a 2046

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)	Acumulado de petróleo (MBBI)
2017	0	0
2018	628	628
2019	890	1518
2020	1753	3271
2021	2245	5516
2022	2692	8209
2023	2499	10707
2024	2303	13011

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)	Acumulado de petróleo (MBBI)
2025	2093	15103
2026	1904	17007
2027	1581	18588
2028	1456	20044
2029	1343	21387
2030	1245	22632
2031	1164	23796
2032	1091	24886
2033	1024	25910
2034	960	26870
2035	902	27772
2036	854	28626
2037	813	29439
2038	775	30214
2039	740	30954
2040	706	31660
2041	673	32333
2042	640	32973
2043	610	33584
2044	583	34167
2045	560	34727
2046	538	35265
2046	509	35774

Figura 39. Curva de tasa de petróleo del Modelo de Simulación del año 2017 al 2046

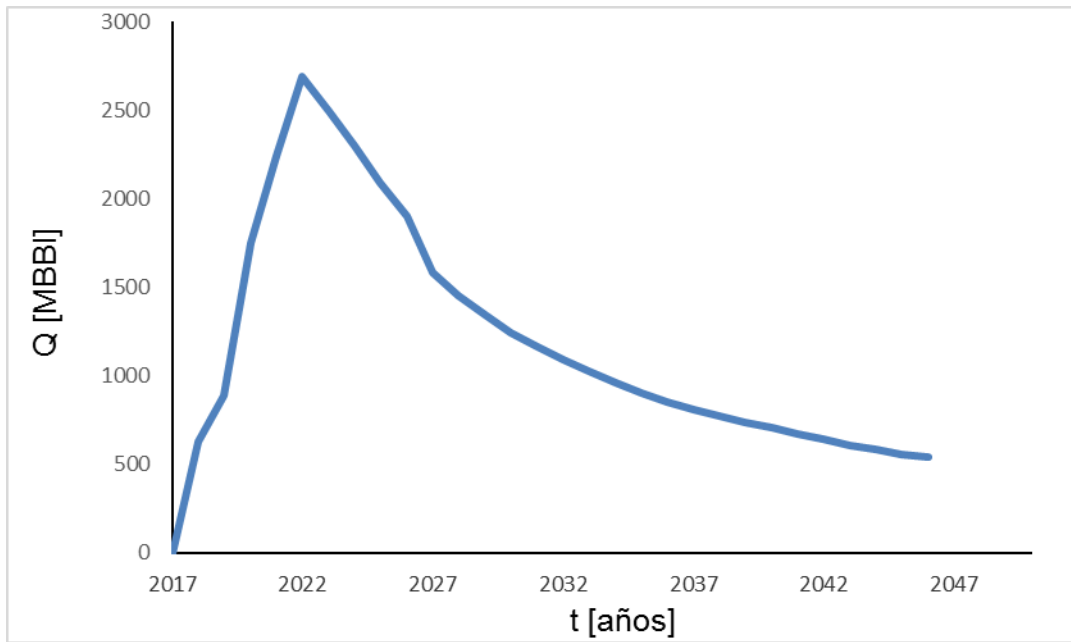
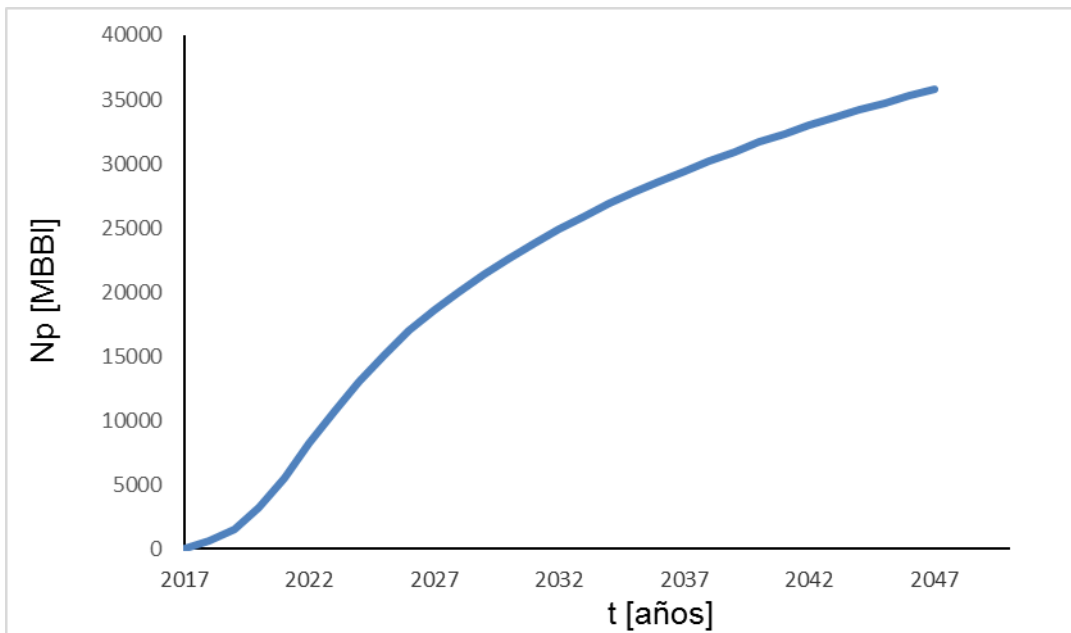


Figura 40. Curva de acumulado de petróleo del Modelo de Simulación del año 2017 al 2046



3.1 MODELOS DE ESTIMACIÓN

Se evalúan seis procedimientos de estimación, el Modelo Exponencial, Logístico, HCZ, URR, Weng Generalizado y el Modelo de Julio Casas. Cada una de estas técnicas puede aplicarse a los datos generados por el modelo de simulación desde el año 2017 al año 2047, 30 años de simulación.

3.1.1 Modelo Exponencial. Un comportamiento representativo de la tasa de producción de petróleo en un yacimiento, corresponde al de una campana. Para analizar el modelo exponencial, es necesario tomar los datos de producción en donde se observe declinación, de lo contrario, se incurrirá en errores considerables. Esto implica que el modelo no permite hacer un análisis desde el momento en que inicia la producción, por lo que no se logra modelar la campana completa.

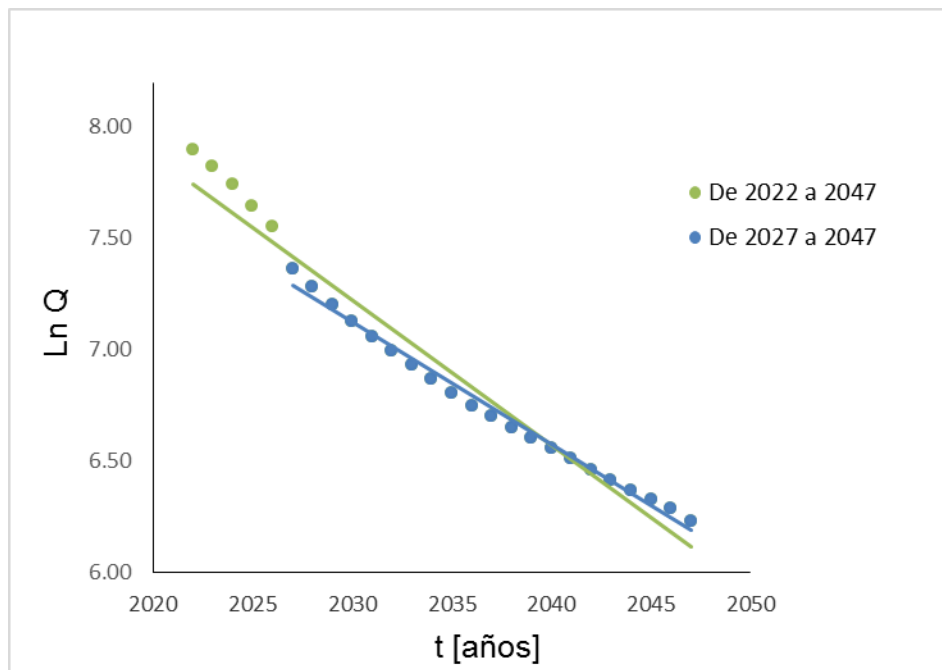
Para éste caso, el Modelo será analizado a partir del año 2022, momento en el cual la producción de petróleo alcanza su punto máximo y empieza a decrecer, y desde el año 2027, en donde se observa otra tendencia de declinación de la producción (Ver figura 39).

Para encontrar un estimado del valor de las reservas y evidenciar si hay ajuste en las curvas, éste modelo requiere inicialmente encontrar la tasa de declinación; para ello, se necesita una gráfica de $\ln Q$ contra t en papel semi-logarítmico, con Q en la escala logarítmica, que describirá una línea recta cuya pendiente es la constante de declinación D . La ecuación para la línea recta puede ser escrita como:

$$\ln Q = \ln Q_o - at$$

La gráfica se construye a partir de los valores de tasa de petróleo por año, del Modelo de simulación. La línea punteada de color verde, corresponde a la regresión lineal que permitirá determinar la tasa de declinación D desde el año 2022, que es el momento en que la producción empieza a declinar. La línea punteada de color azul, permite encontrar el valor de D para el 2027, año en el que se puede observar una variación en la declinación que trae desde el año 2022 (Ver figura 41)

Figura 41. Gráfica de Ln Q Vs t. Valores del Modelo de Simulación



Los resultados de los valores de D y de la regresión, se muestran a continuación.

Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de la D
Desde 2022 a 2047	0.9691	0.0651
Desde 2027 a 2047	0.9899	0.0548

Una vez encontrada la tasa de declinación, se pueden determinar los valores de tasa (Q) y acumulado (Np) por el Modelo Exponencial, los cuales serán graficados para verificar si existe ajuste con los datos del Modelo de simulación. Finalmente se calculará un valor estimado de reservas. La tabla 19 muestra los valores de tasa y acumulado hallados con las D encontradas.

Tabla 19. Valores de tasa y acumulado de petróleo, del Modelo Exponencial, para las dos tasas de declinación encontradas

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI) $Q = Q_o \exp^{-D(t-t_o)}$		Acumulado de petróleo (MBBI) $N_p = Np(t) + \left(\frac{Q_o - Q(t)}{D}\right)$	
	Desde 2022	Desde 2027	Desde 2022	Desde 2027
2022	2692		2692	
2023	2523		5299	
2024	2364		7741	
2025	2215		10030	
2026	2075		12174	
2027	1944	1581	14183	1581
2028	1822	1497	16065	3120
2029	1707	1417	17829	4576
2030	1599	1341	19482	5955
2031	1499	1270	21030	7261
2032	1404	1202	22481	8496
2033	1316	1138	23840	9666
2034	1233	1077	25114	10774
2035	1155	1020	26307	11822
2036	1082	966	27426	12815
2037	1014	914	28473	13754

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		Acumulado de petróleo (MBBI)	
	$Q = Q_o \exp^{-D(t-t_o)}$		$N_p = Np(t) + \left(\frac{Q_o - Q(t)}{D}\right)$	
2038	950	865	29455	14644
2039	890	819	30375	15486
2040	834	776	31237	16283
2041	782	734	32044	17038
2042	732	695	32801	17752
2043	686	658	33510	18428
2044	643	623	34174	19068
2045	602	590	34797	19675
2046	564	558	35380	20248
2047	529	528	35926	20792

A partir de los valores de la tabla 19, se construyen las curvas de tasa y acumulado del Modelo exponencial sobre las gráficas del Modelo de simulación, para ver si existe un ajuste. (Ver figuras 42 y 43)

Figura 42. Grafica de Q Vs t. Ajuste del Modelo Exponencial con el Modelo de Simulación

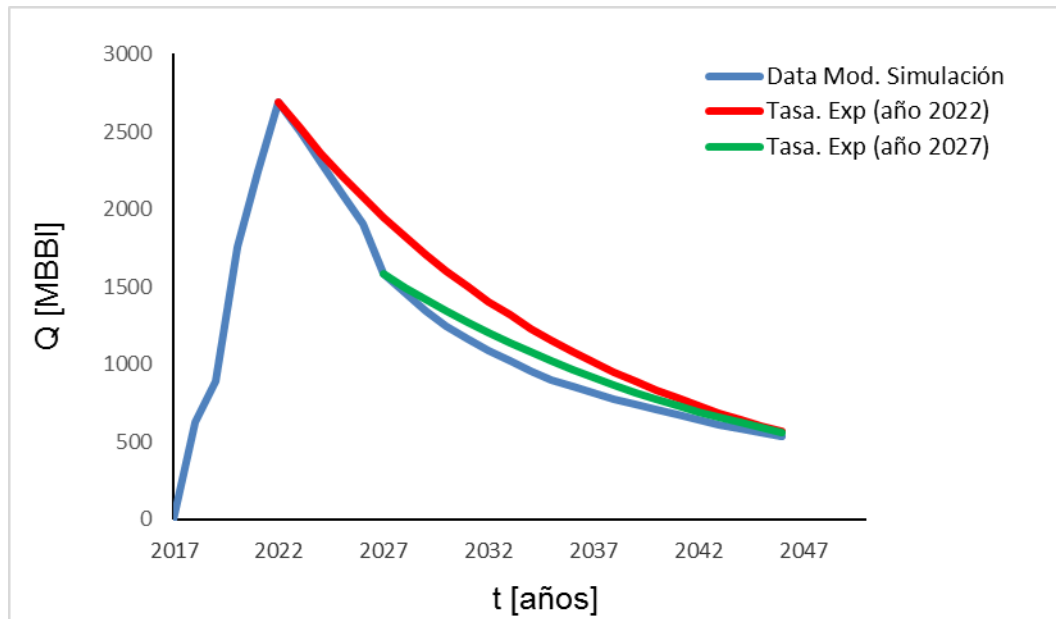
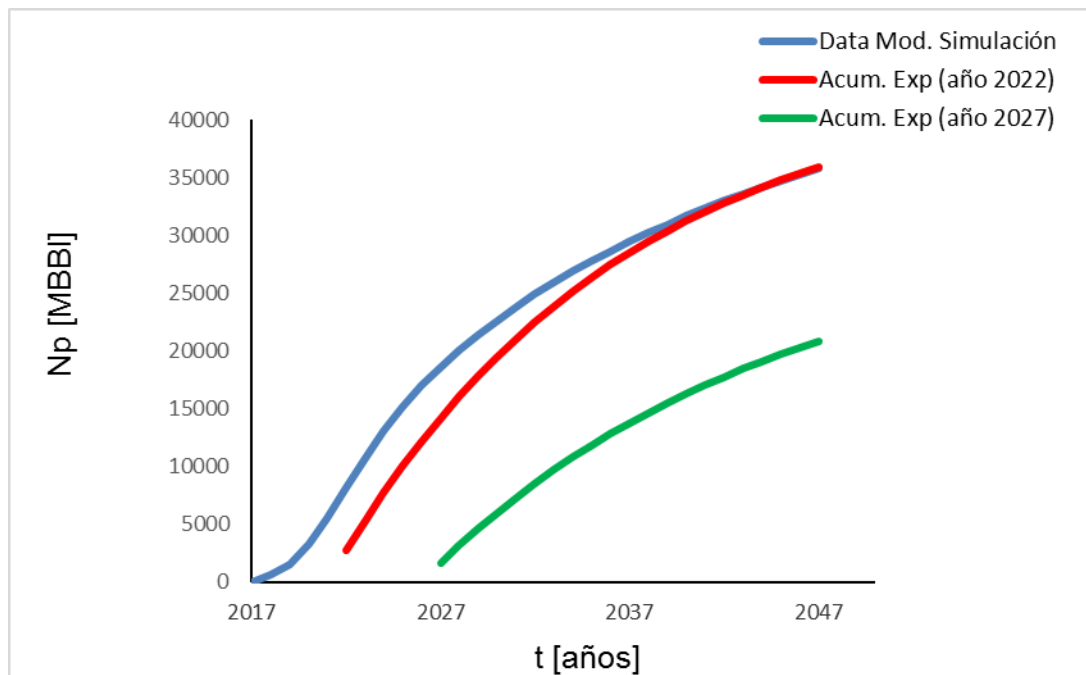


Figura 43. Gráfica de Np Vs t. Ajuste del Modelo Exponencial con el Modelo de Simulación



La gráfica de tasa contra tiempo no muestra un ajuste perfecto para ninguna de las dos curvas del Modelo exponencial con la curva del Modelo de simulación; sin embargo tiende a mantener un comportamiento de decaimiento en la producción. Por otro lado, en la curva de acumulado contra tiempo, el análisis realizado con el Modelo exponencial desde el año 2022, hace un ajuste con la curva del modelo de simulación, alrededor del año 2039 hasta el 2047; mientras que el análisis realizado a partir del año 2027 se aleja completamente de la curva de acumulado del Modelo de simulación.

La falta de ajuste en las gráficas se debe principalmente al hecho de que, en el Modelo exponencial, la tasa de declinación es constante, diferente de lo que ocurre en la realidad. Además, la verdadera declinación ocurre a partir del año 2022, que es donde la producción alcanza su pico máximo y comienza a decrecer. En el 2027 solo se ve representada un cambio leve en la tendencia que traía la declinación, pero se realizó el análisis desde ese punto también, para ver los errores en los que caía el modelo.

No obstante, para hacer una estimación de las reservas, el Modelo exponencial no requiere de un ajuste bastante preciso en las curvas de tasa y acumulado de petróleo. Debido a que su pronóstico lo hace con el valor de la tasa de declinación (D) encontrada, y los valores de tasa y acumulado de petróleo inicial, a través de la ecuación descrita en el capítulo 2 de éste libro. A continuación se muestran los valores de EUR estimados por el Modelo Exponencial, a partir de los valores de Q , N_p y D encontrados.

Tabla 20. Valores de reservas estimados por el Modelo exponencial

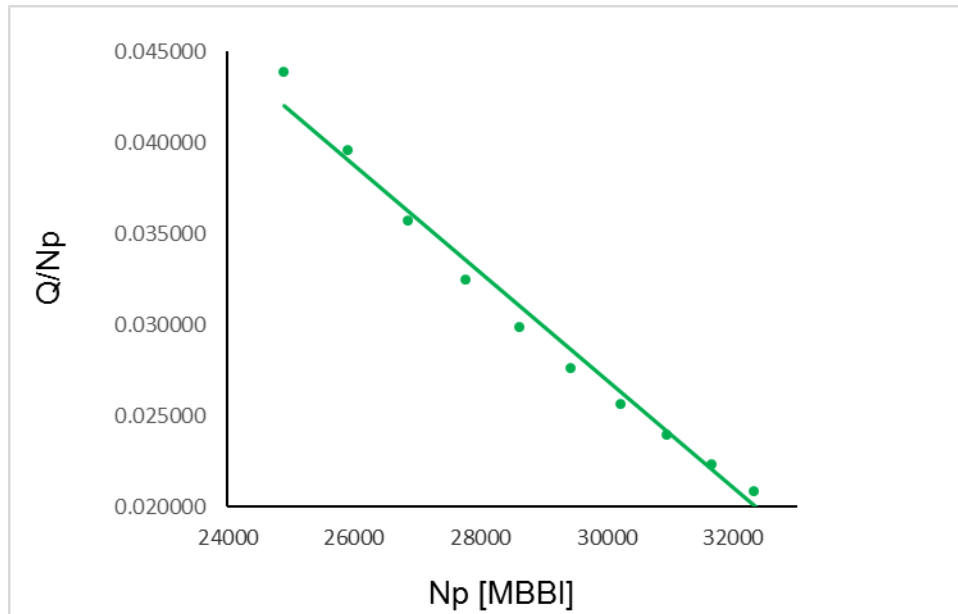
Tiempo de análisis	Valor de Q_o (MBBI)	Valor de N_{po} (MBBI)	Valor de D	Valor de reservas $EUR = \frac{Q_o}{D} + N_{po}$ (MBBI)
De 2022 a 2047	2692	8209	0.0651	49566
De 2027 a 2047	1581	18588	0.0548	47441

De acuerdo a la tabla 20, el mejor estimado de reserva de éste Modelo, se encuentra con los datos desde el año 2022 al 2047, con un valor de 49566 MBBI de petróleo. Un resultado bastante preciso si se compara con el arrojado por el Modelo de Simulación.

Es importante resaltar que, los pronósticos obtenidos con esta técnica son simples extrapolaciones de una línea de tendencia generada a partir de la data histórica de producción de un pozo, y no tienen en cuenta las factores asociadas al proceso de extracción de aceite del subsuelo, por lo cual, suelen estar asociados a errores considerables. Además, éste Modelo arroja pronósticos de producción bastante optimistas, tal y como se ve en las gráficas de tasa y acumulado contra tiempo, cuando la realidad puede estar describiendo un comportamiento más pesimista de producción.

3.1.2 Modelo Logístico. El análisis de éste modelo, en éste trabajo, inicia con la construcción de una gráfica de dispersión de Q/N_p Vs N_p con los datos del Modelo de simulación. Los datos que tengan una tendencia lineal serán escogidos para obtener la ecuación de una línea recta (Ver figura 44).

Figura 44. Grafica de Q/Np Vs Np. Regresión lineal para el Modelo Logístico



Con la ecuación de la línea recta se obtiene un corte con el eje de las ordenadas, que equivale a la constante de proporcionalidad (k), y una pendiente, equivalente a la relación de la constante de proporcionalidad sobre las reservas (k/EUR).

A continuación se muestran los valores de k y k/EUR obtenidos de la gráfica, para aquellos datos que representan una línea recta.

Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de la k	Valor de k/EUR
Desde 2032 a 2042	0.9845	0.1154	3e-06

Con esta información, es posible encontrar un estimado de las reservas, despejando la variable EUR de la relación k/EUR y reemplazando los valores de k y k/EUR respectivamente. También se puede obtener el valor del parámetro A, necesario para calcular los valores de N_p y Q (ver ecuaciones del Modelo Logístico en el capítulo 2 de éste libro)

Años usados en la regresión	Valor de EUR (MBBL)	Valor de A $A = \frac{EUR - Q_0}{Q_0}$
Desde 2032 a 2042	38467	60

Sin embargo, si se trabaja con estos valores, las curvas de tasa y acumulado de petróleo del Modelo Logístico, presentarán mucho error y no habrá ajuste con las curvas de los datos del Modelo de Simulación (Ver figuras 45 y 46) y por tanto, el valor de reservas estimado por el Modelo, no será correcto. La tabla 21 muestra los valores de Q y Np hallados a partir de los valores encontrados en la gráfica de regresión lineal.

Figura 45. Grafica de Q Vs t. Curva de valores encontrados en la regresión lineal y Curva del Modelo de Simulación

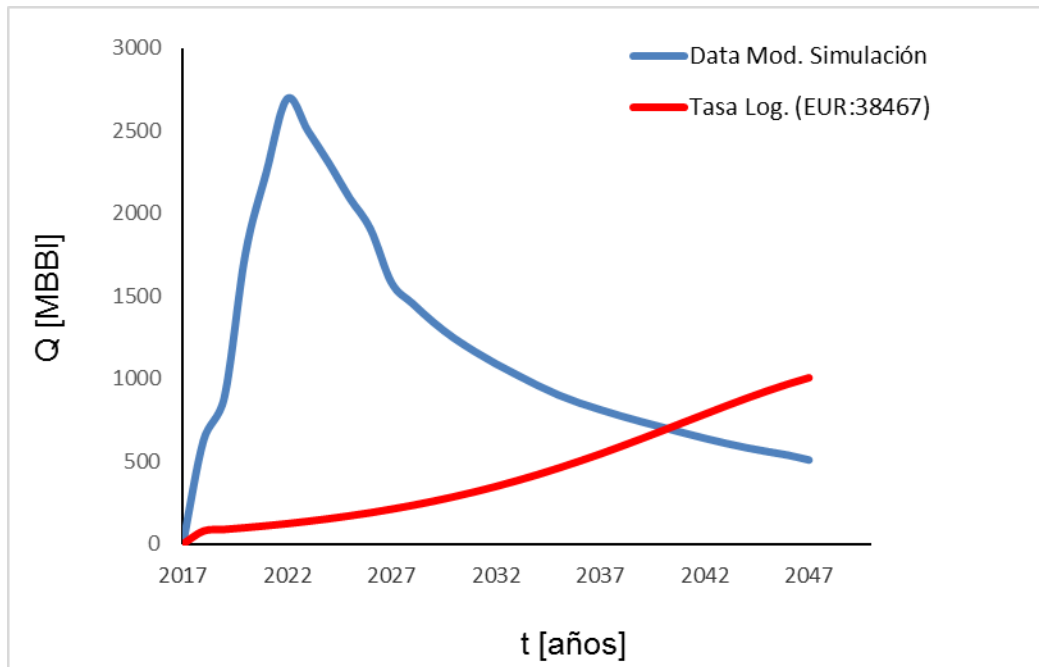


Figura 46. Grafica de Np Vs t. Curva de valores encontrados en la regresión lineal y Curva del Modelo de Simulación

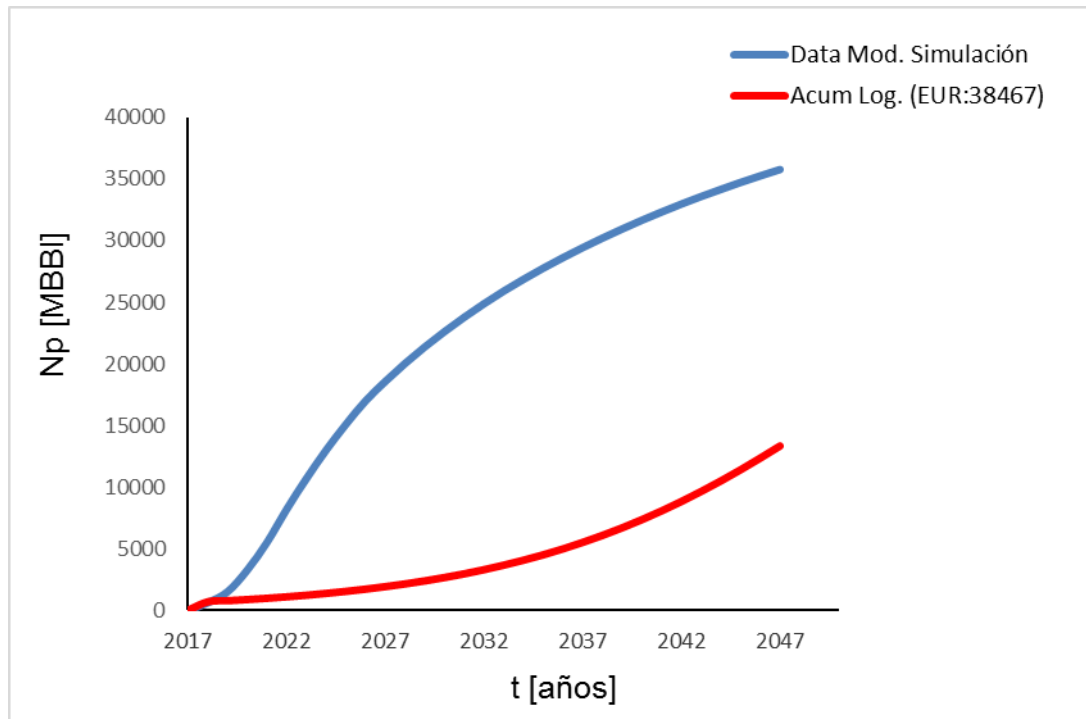


Tabla 21. Q y Np calculados con los valores de los parámetros (A, k, EUR) obtenidos mediante regresión lineal

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)	Acumulado de petróleo (MBBI)
	$Q = kN_p \left(\frac{EUR - N_p}{EUR} \right)$	$N_p = \frac{EUR}{1 + Ae^{-kt}}$
2017	0	0
2018	80	706
2019	89	791
2020	100	885
2021	111	991
2022	124	1109
2023	138	1240

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)	Acumulado de petróleo (MBBI)
2024	154	1386
2025	172	1549
2026	191	1730
2027	212	1931
2028	235	2154
2029	260	2401
2030	287	2674
2031	317	2976
2032	349	3309
2033	384	3675
2034	421	4076
2035	460	4517
2036	502	4997
2037	546	5521
2038	591	6089
2039	639	6704
2040	687	7367
2041	737	8079
2042	786	8840
2043	834	9650
2044	881	10508
2045	926	11412
2046	968	12360
2047	1006	13347

Un mejor estimado del valor de reservas se obtiene tomando los valores de k , A y EUR , encontrados en la gráfica de regresión lineal, y cambiarlos hasta obtener el mejor ajuste en las gráficas de tasa y acumulado de petróleo con el Modelo de Simulación. A continuación se muestran los valores de A , k y EUR determinados a partir del tanteo y error, que permiten un mejor ajuste en las curvas. La tabla 22, muestra los valores de Q y N_p con el ajuste realizado a los parámetros k , A y EUR .

Años usados en la regresión	Valor de A	Valor de k	Valor de EUR (MBBL)
Desde 2032 a 2042	14	0.34	32000

Figura 47. Gráfica de Q Vs t . Mejor juste del Modelo Logístico con el Modelo de Simulación

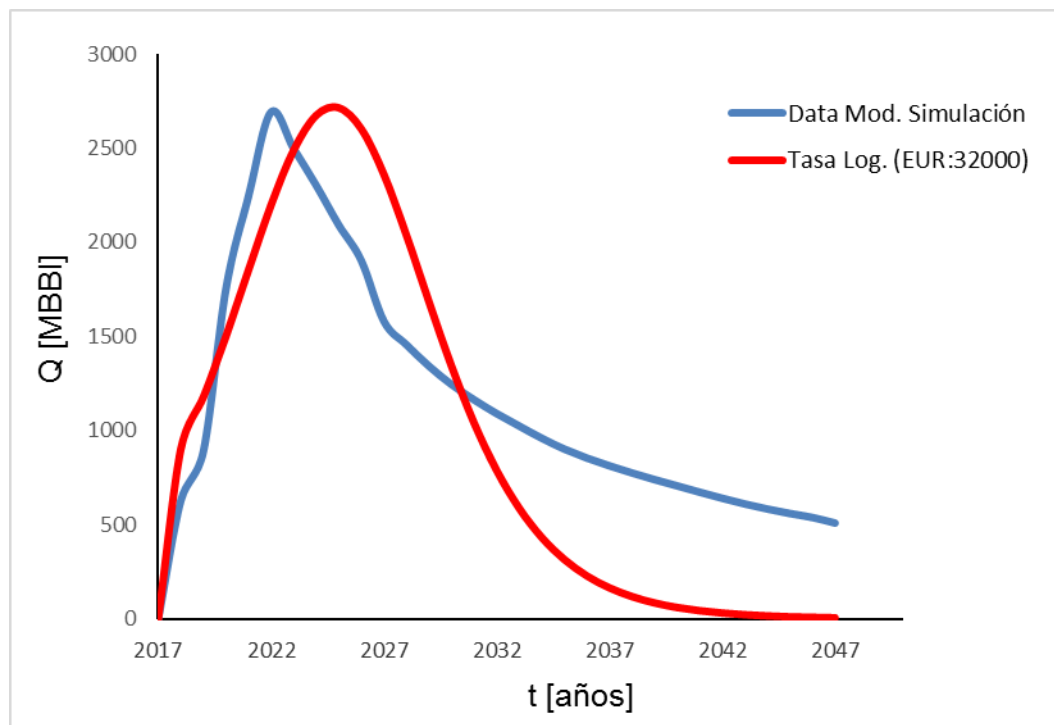


Figura 48. Grafica de Np Vs t. Mejor ajuste del Modelo Logístico con el Modelo de Simulación

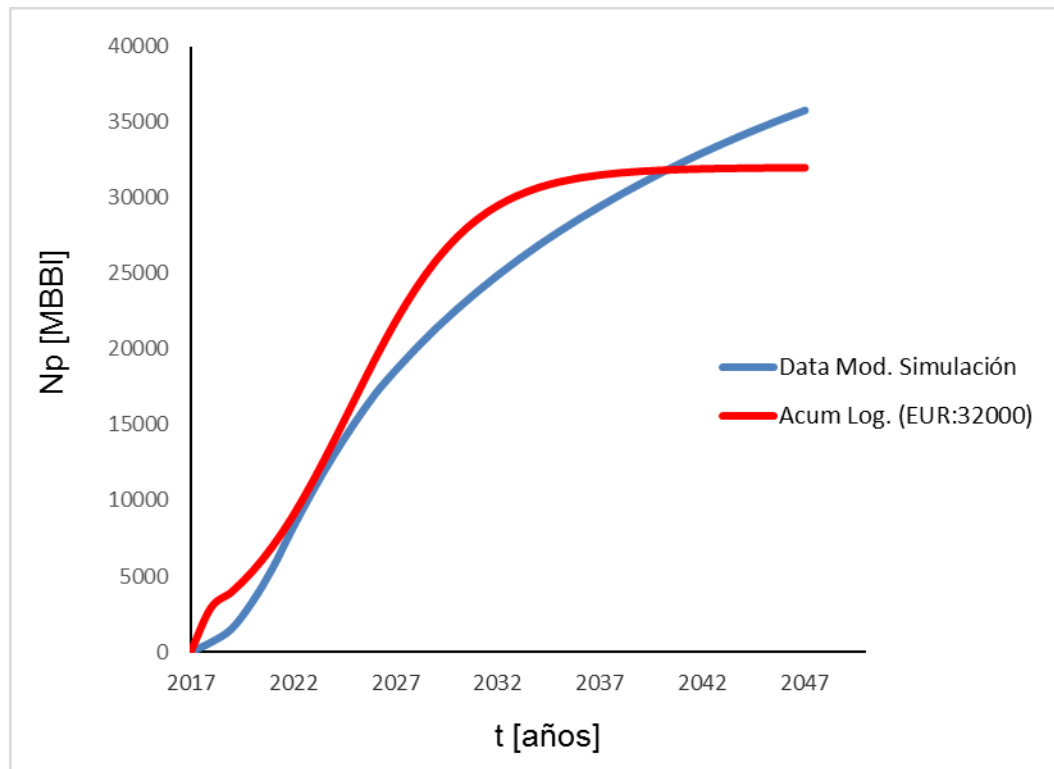


Tabla 22. Q y Np calculados con los valores de los parámetros (A, k, EUR) ajustados

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBi)	Acumulado de petróleo (MBBi)
	$Q = kN_p \left(\frac{EUR - N_p}{EUR} \right)$	$N_p = \frac{EUR}{1 + Ae^{-kt}}$
2017	0	0
2018	902	2918
2019	1178	3954
2020	1501	5291
2021	1853	6967
2022	2199	8995

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)	Acumulado de petróleo (MBBI)
2023	2490	11346
2024	2675	13939
2025	2716	16647
2026	2603	19319
2027	2361	21810
2028	2038	24014
2029	1684	25875
2030	1343	27386
2031	1040	28574
2032	788	29483
2033	587	30167
2034	432	30674
2035	315	31045
2036	228	31314
2037	164	31509
2038	118	31649
2039	85	31749
2040	60	31821
2041	43	31872
2042	31	31909
2043	22	31935
2044	16	31954
2045	11	31967
2046	8	31977
2047	6	31983

El mejor estimado de reservas por éste Modelo, a partir del ajuste de las curvas con el Modelo de simulación, es entonces, de 32000 MBBI. Un valor bastante lejano y subestimado, en comparación con el valor del Modelo de Simulación, el cual se asume como el “real” para éste análisis.

Alrededor del año 2018 hasta el 2020, se observa un cambio en la tendencia de las curvas de tasa y acumulado del Modelo Logístico, lo que puede ser causado por la inyección de agua realizada a partir del año 2018 en el Modelo de Simulación. A raíz de lo anterior, se puede inferir que la implementación de inyección de agua o cualquier técnica de recobro produce anomalías en el comportamiento de las curvas generadas por el Modelo Logístico.

El modelo impone la restricción de que la tasa fraccional de crecimiento disminuye continuamente y de forma lineal a lo largo de todo el ciclo de vida, como lo deja ver la figura 47; sin embargo, la simulación demuestra que, la tasa de crecimiento no podrá caer uniformemente, mucho menos linealmente, incluso aunque exista una declinación de la producción.

Además, éste modelo supone una constante relación reservas/producción. Por lo tanto, solo es susceptible a dar estimaciones precisas después de que el efecto de declinación domine sobre otras fuerzas que provoquen un alza en la tasa de producción o descubrimiento. Bajo estas condiciones, la inyección de agua modelada en la simulación, limita la precisión del Modelo Logístico, haciendo que el ajuste en las curvas no sea el mejor y que el estimado de reservas sea subestimado.

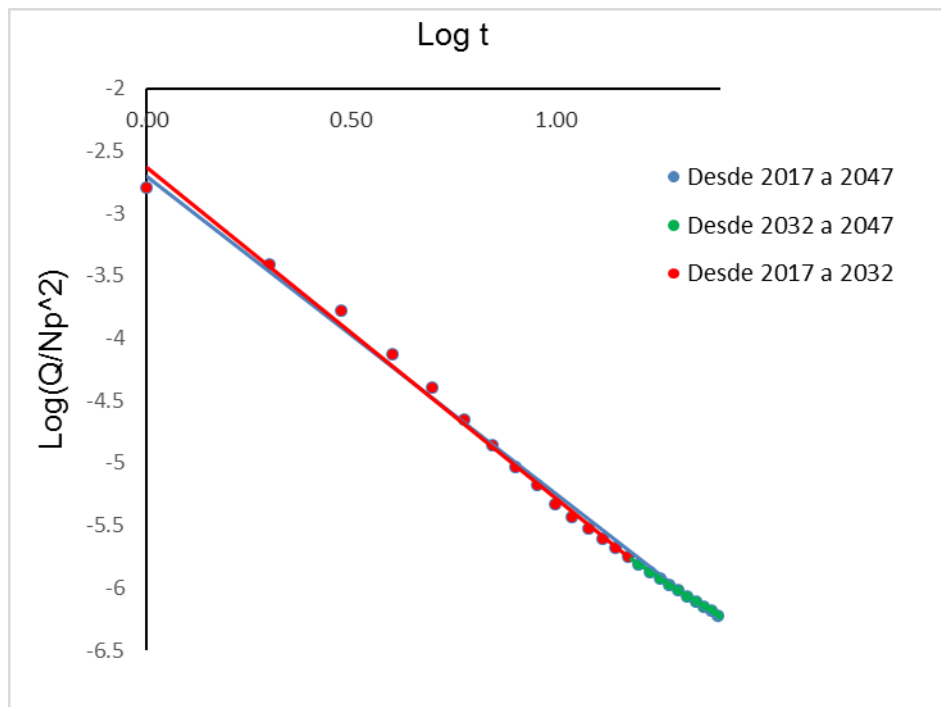
3.1.3 Modelo URR. Este modelo resulta más preciso en la medida que se tengan más datos históricos y un mayor tiempo de desarrollo. Para el cálculo estimado de las reservas, el Modelo usa la siguiente ecuación:

$$URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$$

El valor de N_p , será el acumulado de petróleo al último año que se tenga en el análisis, es por ello que, entre más tiempo de desarrollo tenga el campo, mejores serán las estimaciones. Los parámetros α y β se determinan a partir de un gráfico de dispersión, con una tendencia lineal del $\text{Log}(Q/N_p^2)$ Vs $\text{Log } t$.

La gráfica de dispersión, se realiza con los datos del Modelo de Simulación (Ver figura 49). Con el fin de realizar un mejor análisis, se hará para tres escenarios. El primero de ellos usando los datos desde 2017 a 2047. El segundo, desde 2032 a 2047. Y el tercero, desde 2017 a 2032.

Figura 49. Gráfica de $\text{Log}(Q/N_p^2)$ Vs $\text{Log } t$. Tres escenarios, usando tiempos diferentes



Años usados en la regresión	Valor de R	Valor de α	Valor de β
Escenario 1: Desde 2017 a 2032	0.9941	-2.6378	-2.6473
Escenario 2: Desde 2017 a 2047	0.9880	-2.7056	-2.5454
Escenario 3: Desde 2032 a 2047	0.9998	-3.2658	-2.1207

A partir de los valores de α y β , se calcula la tasa y acumulado de petróleo, para realizar el respectivo ajuste de curvas con el Modelo de Simulación. (Ver tablas 24 y 25)

Tabla 23. Valores de tasa (Q) en MBBi, obtenidos a partir de los parámetros α y β encontrados en cada escenario

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBi)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$Q = \frac{URR * 10^{-A} B t^{-(B+1)}}{(1 + 10^{-A} t^{-B})^2}$		
2017	0	0	0
2018	1141	1173	2159
2019	1671	1609	2169
2020	1985	1854	2100
2021	2148	1979	2005
2022	2204	2022	1901
2023	2183	2009	1795
2024	2112	1957	1692

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$Q = \frac{URR * 10^{-A} B t^{-(B+1)}}{(1 + 10^{-A} t^{-B})^2}$		
2025	2009	1881	1594
2026	1888	1789	1501
2027	1760	1690	1414
2028	1631	1589	1332
2029	1505	1488	1256
2030	1385	1389	1185
2031	1273	1295	1120
2032	1169	1206	1059
2033	1073	1123	1002
2034	986	1045	949
2035	906	973	900
2036	833	906	854
2037	767	844	812
2038	707	787	772
2039	653	735	735
2040	603	686	700
2041	559	642	668
2042	518	600	637
2043	481	563	609
2044	447	528	582
2045	416	495	557
2046	388	466	534
2047	362	438	511

Tabla 24. Valores de acumulado (Np) en MBI, obtenidos a partir de los parámetros α y β encontrados en cada escenario

Tiempo (años)	Acumulado de petróleo (MBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2017	0	0	0
2018	704	772	1996
2019	2132	2184	4171
2020	3975	3927	6309
2021	6052	5851	8363
2022	8235	7857	10316
2023	10434	9876	12163
2024	12585	11861	13907
2025	14647	13782	15549
2026	16597	15618	17096
2027	18421	17358	18553
2028	20117	18998	19925
2029	21684	20536	21219
2030	23129	21974	22439
2031	24457	23315	23592
2032	25678	24566	24680
2033	26798	25730	25710
2034	27827	26813	26686
2035	28772	27822	27610
2036	29641	28760	28487
2037	30441	29635	29320
2038	31178	30450	30111

Tiempo (años)	Acumulado de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$N_p = \frac{URR}{1 + 10^{-A}t^{-B}}$		
2039	31857	31211	30865
2040	32485	31921	31582
2041	33066	32584	32266
2042	33604	33205	32918
2043	34103	33786	33542
2044	34566	34331	34137
2045	34998	34842	34707
2046	35400	35323	35252
2047	35774	35774	35774

Con los valores de las tablas 24 y 25, se construyen las curvas de los tres escenarios del Modelo URR, las cuales presentan el siguiente comportamiento (Ver figuras 50 y 51)

Figura 50. Gráfica de Q Vs t. Ajuste de los tres escenarios del Modelo URR con el Modelo de Simulación

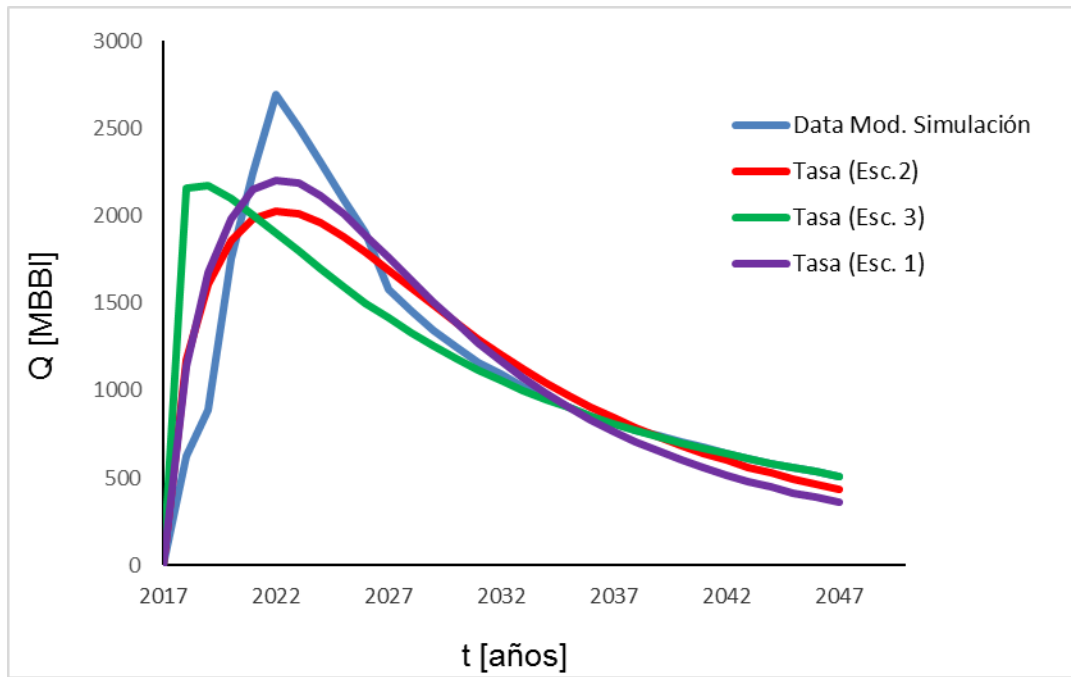
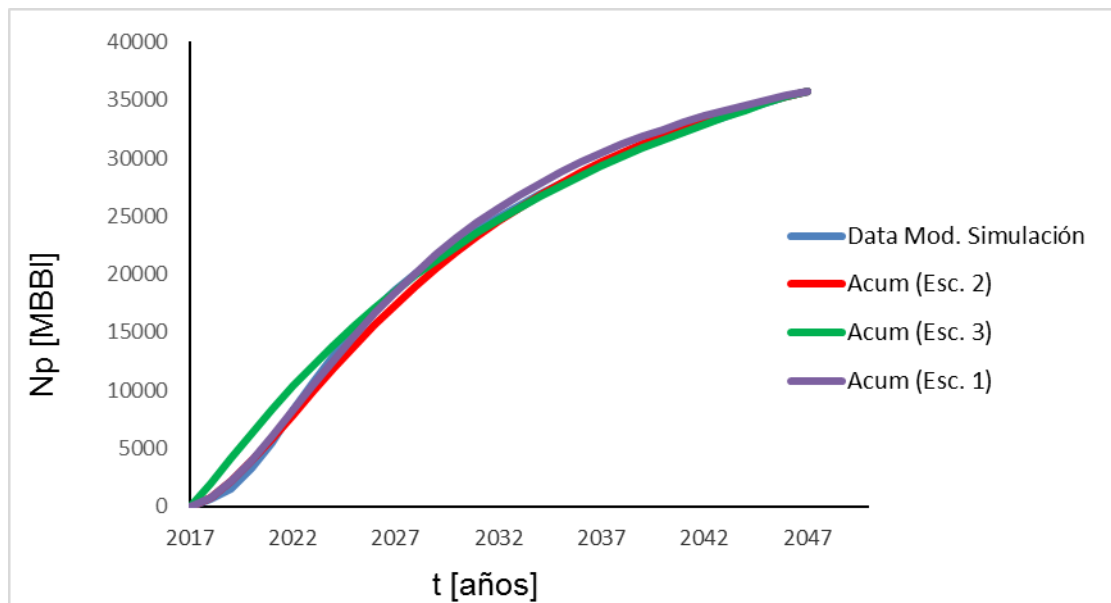


Figura 51. Gráfica de Np Vs t. Ajuste de los tres escenarios del Modelo URR con el Modelo de Simulación



Las curvas presentan un buen ajuste, especialmente la de producción acumulada, en donde se puede observar que el escenario que más se acerca a la representación del Modelo de Simulación, es el 2. Los valores de EUR estimados por éste modelo en cada uno de los escenarios analizados, se observa en la tabla 25.

El buen ajuste y estimación de reservas de éste Modelo, se debe especialmente a que sus ecuaciones están fundamentadas en los sistemas dinámicos, lo que implica que tiene en cuenta factores que inciden en la explotación del petróleo, como por ejemplo, la inyección de agua realizada en el Modelo de Simulación.

El escenario uno y tres, que utilizan las quince primeras fechas de producción (Desde el 2017 al 2032) y las quince últimas fechas de producción (Desde 2032 a 3047) respectivamente, estiman reservas un poco alejadas del valor del Modelo de Simulación. Mientras que, el escenario dos, estima un valor más cercano, debido a que el tiempo de producción usado fue mayor (30 fechas de producción, del 2017 al 2047). Además, para el pronóstico de producción, éste Modelo resulta ideal, al ser un poco pesimista en la producción anual de petróleo.

Tabla 235. Valores de reservas estimados por el Modelo URR

Tiempo de análisis	Valor de N_p Al año 2047 (MBBI)	Valor de α	Valor de β	Valor de reservas (MBBI) $URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$
Escenario 1: Desde 2017 a 2032	35774	- 2.6378	-2.6473	43862
Escenario 2: Desde 2017 a	35774	-	-2.5454	46935

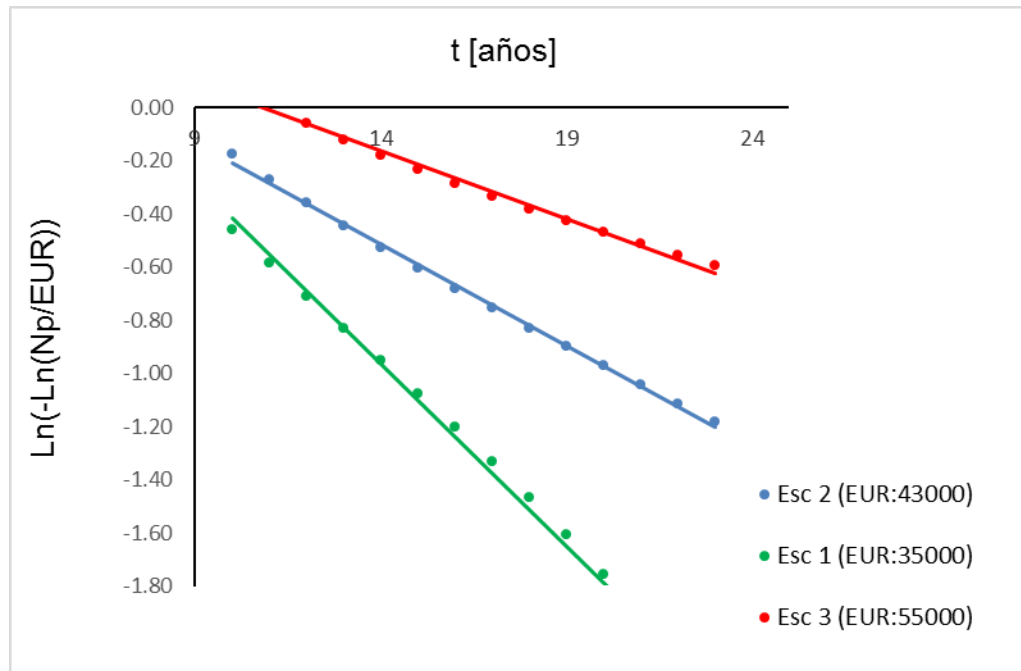
Tiempo de análisis	Valor de N_p Al año 2047 (MBBI)	Valor de α	Valor de β	Valor de reservas (MBBI) $URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$
2047		2.7056		
Escenario 3: Desde 2032 a 2047	35774	- 3.2658	-2.1207	57954

3.1.4 Modelo HCZ. La principal consideración de éste Modelo, es suponer un valor de EUR a partir del cual se determinan los parámetros A y B mediante una gráfica de linealización. El Modelo será analizado bajo tres suposiciones de EUR a fin de establecer cómo se comporta bajo diferentes escenarios de estimación.

La figura 52 corresponde a la linealización realizada para encontrar los valores de A y B para las diferentes suposiciones de EUR realizadas. Dicha linealización sigue el comportamiento de la siguiente ecuación.

$$\text{Ln} \left[\text{Ln} \left(\frac{N_D}{N_R} \right) \right] = A + Bt$$

Figura 52. Gráfica de $\ln(-\ln(Np/EUR))$ Vs t para los tres escenarios de EUR supuesto en MBI



Los resultados de los parámetros de A y B de la gráfica, son mostrados en el tabla 26, así como también el valor de la regresión.

Tabla 246. Resultados de la gráfica de linealización para los tres escenarios de EUR supuestos

Tiempo de análisis Desde 2027 a 2040	Valor de A	Valor de B	Valor de R	Valor de reservas (MBBI) (Supuesto)
Escenario 1	0.9605	-0.1373	0.9944	35000
Escenario 2	0.5594	-0.0765	0.9982	43000
Escenario 3	0.5546	-0.0511	0.9923	55000

Teniendo los resultados de los parámetros A y B se pueden encontrar valores de tasa y acumulado de petróleo para realizar las curvas del modelo y observar su

ajuste con el Modelo de Simulación (Ver figuras 53 y 54). A continuación se muestran los valores de tasa y acumulado para los tres escenarios.

Tabla 257. Valores de tasa (Q) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros A y B encontrados en cada escenario

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2017	0	0	0
2018	1122	1054	889
2019	1310	1100	917
2020	1473	1139	943
2021	1604	1169	965
2022	1696	1190	984
2023	1751	1204	1000
2024	1768	1210	1013
2025	1752	1208	1022
2026	1708	1201	1029
2027	1641	1186	1033
2028	1557	1167	1034
2029	1462	1143	1032
2030	1359	1115	1028
2031	1253	1083	1021
2032	1147	1048	1012
2033	1044	1012	1002
2034	945	973	989
2035	851	934	974

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$n_D = aN_R e^{-\left(\frac{a}{b}\right)^s - bt - bt}$		
2036	763	894	958
2037	682	853	941
2038	607	813	923
2039	539	773	903
2040	478	733	883
2041	422	694	861
2042	373	657	840
2043	329	620	817
2044	289	584	795
2045	254	550	772
2046	223	518	749
2047	196	486	725

Tabla 268. Valores de acumulado (Np) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros A y B encontrados en cada escenario

Tiempo (años)	Acumulado de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$N_D = N_R e^{-\left(\frac{a}{b}\right)^s - bt}$		
2017	0	0	0
2018	3588	8503	10515
2019	4806	9581	11419
2020	6200	10701	12349
2021	7741	11856	13303

Tiempo (años)	Acumulado de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$N_D = N_R e^{-\left(\frac{a}{b}\right) e^{-bt}}$		
2022	9395	13036	14278
2023	11121	14233	15270
2024	12884	15441	16276
2025	14646	16651	17294
2026	16378	17856	18320
2027	18054	19050	19351
2028	19654	20227	20385
2029	21164	21382	21418
2030	22575	22511	22449
2031	23882	23610	23473
2032	25082	24676	24491
2033	26177	25706	25498
2034	27171	26699	26493
2035	28068	27652	27475
2036	28874	28566	28442
2037	29596	29440	29391
2038	30240	30273	30323
2039	30812	31065	31236
2040	31320	31818	32129
2041	31770	32532	33001
2042	32167	33207	33852
2043	32517	33845	34680
2044	32825	34447	35486
2045	33097	35014	36269

Tiempo (años)	Acumulado de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2046	33335	35548	37029
2047	33544	36050	37766

Figura 53. Gráfica de Q Vs t. Ajuste de los tres escenarios del Modelo HCZ con el Modelo de Simulación

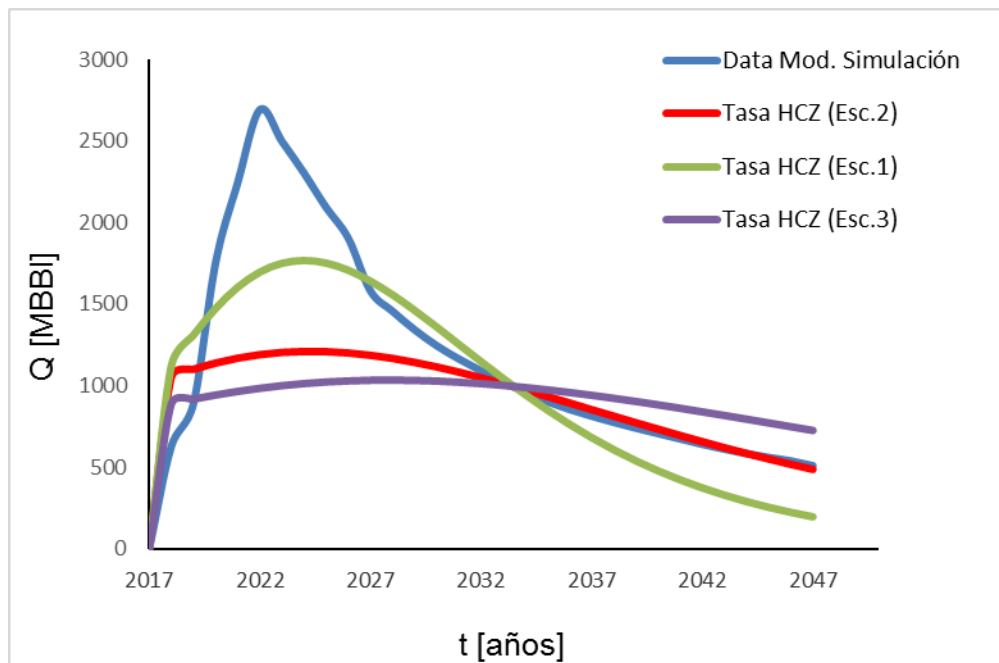
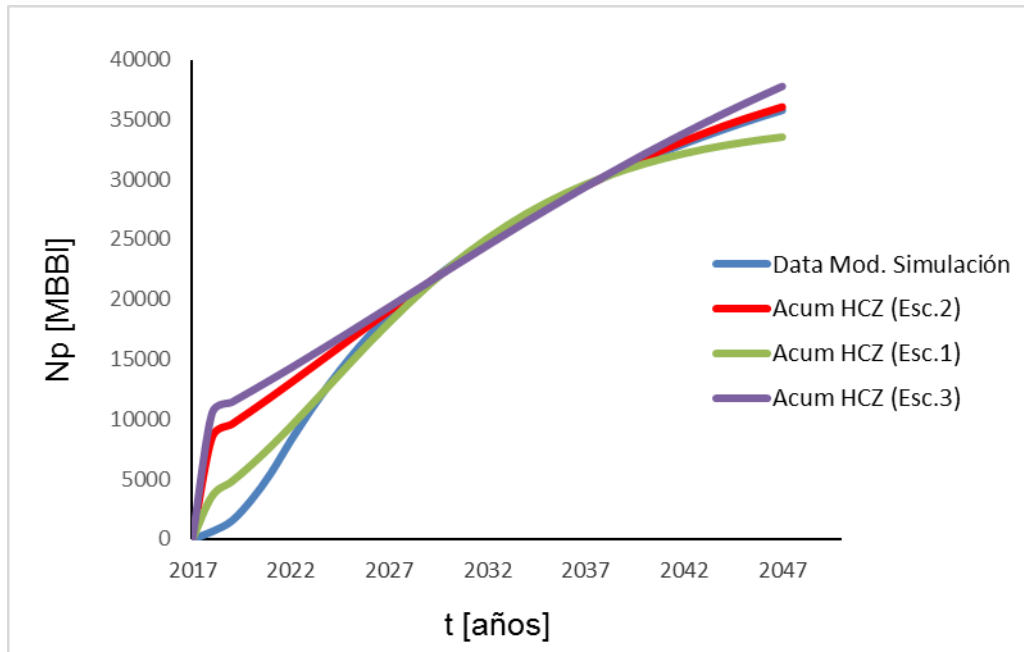


Figura 54. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo HCZ con el Modelo de Simulación



Las gráficas permiten evidenciar lo descrito en el capítulo dos de éste libro, acerca del Modelo HCZ. Su principal limitante es el comportamiento de la tasa. El ajuste de ésta curva se da solo en la etapa de declinación y los pronósticos de producción resultan ser muy pesimistas.

En la gráfica de tasa contra tiempo, el escenario dos es el que hace un mejor ajuste con el Modelo de Simulación, a partir del año 2033. Para el mismo año, el escenario uno se encuentra por debajo y el escenario tres por encima de la curva del Modelo de Simulación.

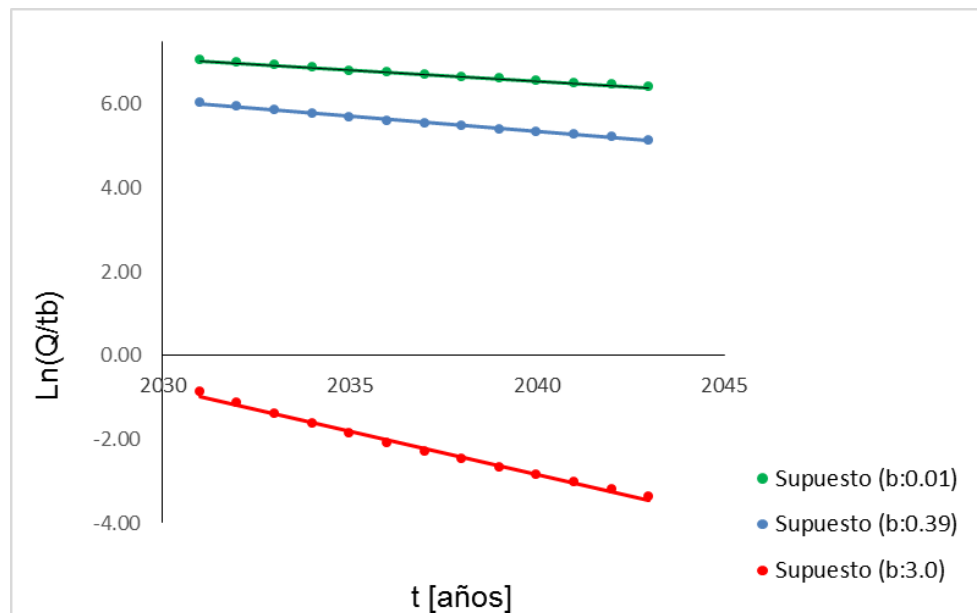
En el año 2018 se observa un pico, tanto en las curvas de tasa como de acumulado de petróleo, para los tres escenarios. Se puede inferir que ese comportamiento se debe a que en ese año se realiza la inyección de agua, lo que causa un incremento de la producción, que luego se normaliza alrededor del año 2020.

3.1.5 Modelo Generalizado de Weng. En el Modelo de Weng, b es el primer parámetro a suponer para estimar un valor de reservas. El análisis se hizo bajo tres suposiciones de b elegidos por el método del tanteo y error, que permiten representar diferentes ajustes en las curvas de tasa y acumulado con el Modelo de Simulación.

Escenarios	Valor de b supuesto
1	0.01
2	0.39
3	3.00

A partir de los valores de b supuestos, se realiza una gráfica de dispersión (Ver figura 55) que permita ver la relación lineal entre $\frac{Q}{t^b}$ y t y encontrar los valores de M y N (Ver tabla 29) Se usan los datos del Modelo de Simulación, que tengan la tendencia de una línea recta (Del 2031 al 2043)

Figura 55. Grafica de $\ln(Q/t^b)$ Vs t para las tres suposiciones de b



A partir la línea de tendencia trazada a los puntos de la gráfica, se obtienen los valores de M para los dos escenarios, que corresponde al corte con el eje de las ordenadas, y los valores de N, equivalentes a la pendiente de la línea. También se obtiene un valor de regresión R que permite ver que tanta tendencia lineal tienen los datos.

El valor R, calculado a partir de la Ecuación 37, determina que tan acertado es el valor supuesto de b. Un resultado más cercano a uno, indica un valor de b más preciso.

Tabla 279. Valores de M, N y R encontrados a partir de los valores de b supuestos

Años usados en la regresión Desde 2031 a 2043	Valor de b supuesto	Valor de M	Valor de N	Valor de R (Gráfica)	Valor de R (Ecu. 37)
Escenario 1	0.01	7.7549	-0.0534	0.9954	0.5282
Escenario 2	0.39	5.8186	-0.1040	0.9943	0.4745
Escenario 3	3.00	1.9069	-0.2062	0.9936	-0.5580

De la tabla 29, es posible ver que la mejor suposición de b, es la del escenario uno. Y el escenario tres tiene un valor negativo de R calculado con la ecuación, que permite deducir que no arrojará buenos resultados.

Con los valores de M y N, se determinan Q y Np para construir las curvas y mirar el ajuste que hacen con el Modelo de Simulación. En el Modelo Generalizado de Weng no se tiene una fórmula para calcular el Np, por tanto, para obtener los valores de acumulado, se suma la producción de petróleo anual.

Tabla 280. Valores de tasa (Q) en MBBI, obtenidos a partir de los parámetros encontrados en cada escenario

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$Q = at^b e^{-\left(\frac{t}{c}\right)}$		
2017	0	0	0
2018	2252	1032	5
2019	2138	1257	36
2020	2028	1369	98
2021	1924	1424	189
2022	1826	1444	300
2023	1732	1442	422
2024	1643	1424	545
2025	1558	1394	662
2026	1478	1357	767
2027	1402	1315	856
2028	1330	1269	927
2029	1262	1221	980
2030	1197	1171	1013
2031	1135	1121	1030
2032	1077	1070	1031
2033	1021	1021	1018
2034	969	972	993
2035	919	924	960
2036	872	877	918
2037	827	832	871
2038	784	789	821
2039	744	747	768
2040	706	706	714

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
	$Q = at^b e^{-\left(\frac{t}{c}\right)}$		
2041	669	668	660
2042	635	631	607
2043	602	596	556
2044	571	562	506
2045	542	530	459
2046	514	500	415
2047	487	471	374

Tabla 291. Valores de acumulado (Np) en MBBI, obtenidos a partir de la tasa de producción por año

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2017	0	0	0
2018	2252	1032	5
2019	4390	2288	41
2020	6418	3657	139
2021	8342	5081	328
2022	10167	6525	628
2023	11899	7967	1050
2024	13542	9390	1595
2025	15100	10785	2258
2026	16579	12142	3025
2027	17981	13457	3881

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (MBBI)		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2028	19311	14726	4808
2029	20573	15947	5788
2030	21769	17118	6802
2031	22904	18238	7832
2032	23981	19308	8862
2033	25003	20329	9880
2034	25971	21301	10874
2035	26890	22224	11833
2036	27762	23102	12751
2037	28589	23934	13623
2038	29373	24722	14443
2039	30117	25469	15211
2040	30822	26175	15925
2041	31491	26843	16585
2042	32126	27474	17192
2043	32728	28069	17748
2044	33299	28631	18254
2045	33841	29161	18714
2046	34355	29661	19129
2047	34842	30131	19503

Una vez obtenidos los valores de M y N, se procede a calcular mediante las ecuaciones descritas en el capítulo dos de éste libro, los valores de a y c y finalmente un valor estimado de EUR será encontrado mediante el uso de la ecuación 33. Es importante resaltar que el mejor valor de b supuesto, no solo permite encontrar un mejor estimado de reservas, sino también un mejor ajuste en

las curvas de tasa y de acumulado de petróleo, tal y como se muestra a continuación.

Tabla 302. Estimación de reservas en MBBI a partir de los valores de M y N obtenidos en los tres escenarios planteados

Años usados en la regresión Desde 2031 a 2043	Valor de b supuesto	Valor de M	Valor de N	Valor de reservas (MBBI) $N_R = ac^{b+1}\Gamma(b + 1)$
Escenario 1	0.01	7.7549	-0.0534	44990
Escenario 2	0.39	5.8186	-0.1040	37592
Escenario 3	3.00	1.9069	-0.2062	22344

Figura 56. Gráfica de Q Vs t. Ajuste de los tres escenarios del Modelo WENG con el Modelo de Simulación

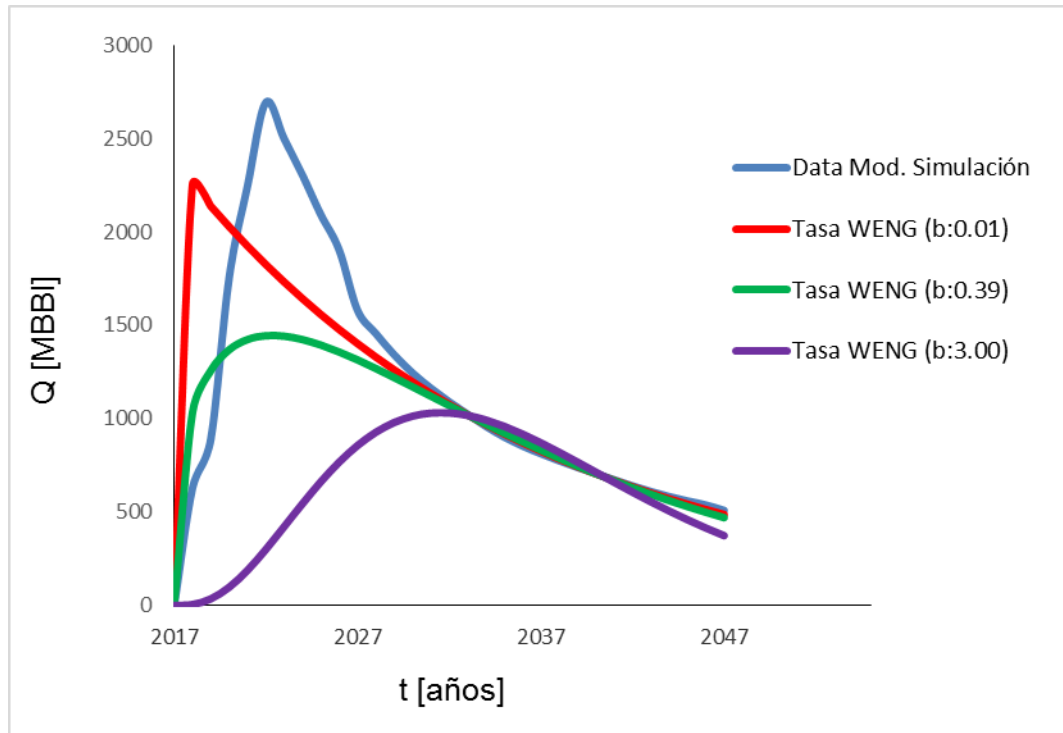
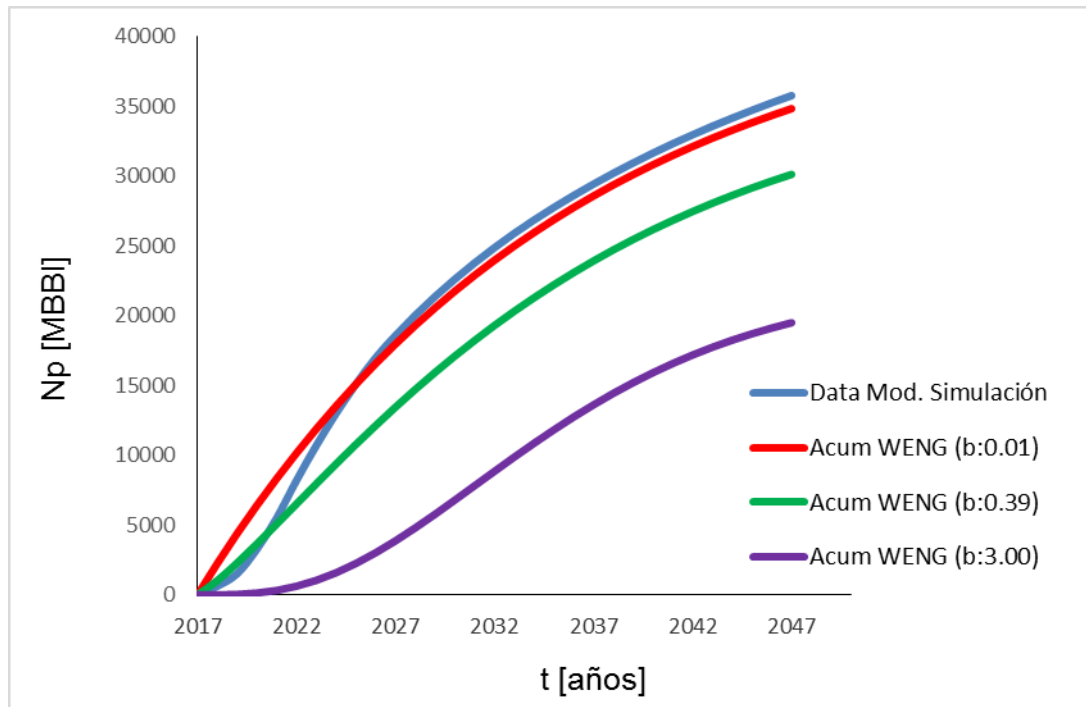


Figura 57. Gráfica de N_p Vs t . Ajuste de los tres escenarios del Modelo WENG con el Modelo de Simulación



Para éste análisis, ninguna de las R calculadas, arrojaron un valor bastante cercano a uno con los b supuestos. Esto conlleva a errores tanto en el ajuste de curvas, como en la estimación de reservas.

El Modelo hace el mejor ajuste en las curvas con $b=0.01$. Alrededor del año 2030 se puede observar un acople con la data del Modelo de Simulación en la curva de tasa de petróleo. Los demás escenarios subestiman mucho la producción y por tanto los valores de reservas son subestimados. A medida que se supone un valor de b mayor, el error es mayor.

La falta de un buen ajuste y un mejor estimado de reservas, puede ser causado por la inyección de agua realizada en el Modelo de Simulación, permitiendo inferir que el Modelo Generalizado de Weng, no es muy preciso con las fluctuaciones naturales de la explotación de petróleo.

3.1.6 Modelo de Julio Casas. Este Modelo, resulta ser bastante sencillo. Es el único de los modelos analizados en éste libro que no requiere de ajustes en las curvas de tasa y acumulado de petróleo. Tal y como se explicó en el capítulo dos, el Modelo parte de la suposición de un valor de EUR.

Para el análisis se suponen tres valores de EUR, con el fin de observar el comportamiento de la curva, cuando se subestima, se sobreestima o se acerca al valor asumido como el real. A continuación se muestra la aplicación de éste modelo a la data de producción del Modelo de Simulación, bajo tres escenarios de reservar supuestos.

Escenario	Valor de EUR supuesto (MBBI)
1	37000
2	46500
3	60000

Con las suposiciones realizadas del EUR y los datos del Modelo de simulación para tasa y acumulado se construye una tabla de $Q/(EUR-Np)$ para graficar y analizar el comportamiento. (Ver tabla 33)

Tabla 313. Valores de $Q/(EUR-Np)$, para las tres suposiciones de EUR realizadas

Tiempo (años)	Relación $Q/(EUR - Np)$		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2017	0	0	0
2018	0.0173	0.0137	0.0106
2019	0.0251	0.0198	0.0152
2020	0.0520	0.0406	0.0309

Tiempo (años)	Relación $Q/(EUR - Np)$		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2021	0.0713	0.0548	0.0412
2022	0.0935	0.0703	0.0520
2023	0.0950	0.0698	0.0507
2024	0.0960	0.0688	0.0490
2025	0.0956	0.0666	0.0466
2026	0.0952	0.0645	0.0443
2027	0.0859	0.0566	0.0382
2028	0.0859	0.0550	0.0364
2029	0.0860	0.0535	0.0348
2030	0.0867	0.0522	0.0333
2031	0.0881	0.0513	0.0321
2032	0.0900	0.0505	0.0311
2033	0.0924	0.0497	0.0300
2034	0.0947	0.0489	0.0290
2035	0.0977	0.0482	0.0280
2036	0.1020	0.0478	0.0272
2037	0.1075	0.0477	0.0266
2038	0.1142	0.0476	0.0260
2039	0.1223	0.0476	0.0255
2040	0.1323	0.0476	0.0249
2041	0.1442	0.0475	0.0243
2042	0.1590	0.0473	0.0237
2043	0.1787	0.0473	0.0231
2044	0.2059	0.0473	0.0226
2045	0.2463	0.0476	0.0222

Tiempo (años)	Relación $Q/(EUR - Np)$		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
2046	0.3103	0.0479	0.0218
2047	0.4155	0.0475	0.0210

Una vez obtenido los valores de las relaciones desde el año 2017 al 2047, se procede a graficar la relación contra el tiempo. Las gráficas 58, 59 y 60 corresponden al comportamiento del Modelo bajo los supuestos de reservas realizados en cada escenario.

Figura 58. Gráfica de $Q/(EUR-Np)$ Vs t. Escenario 1

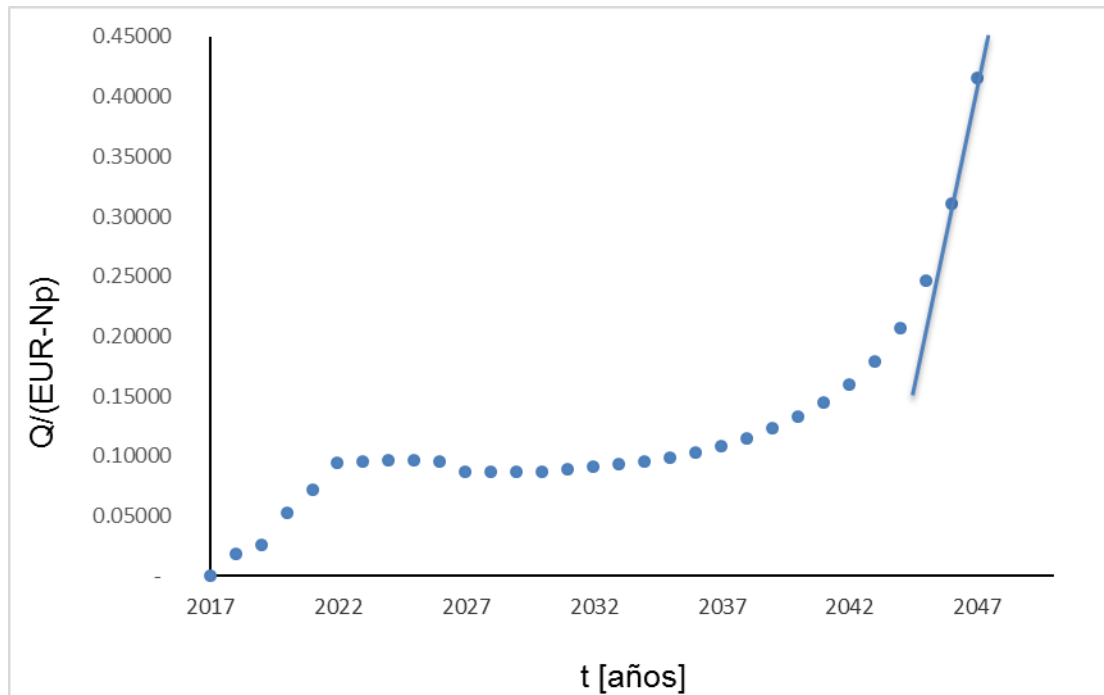


Figura 59. Gráfica de $Q/(\text{EUR-Np})$ Vs t . Escenario 2

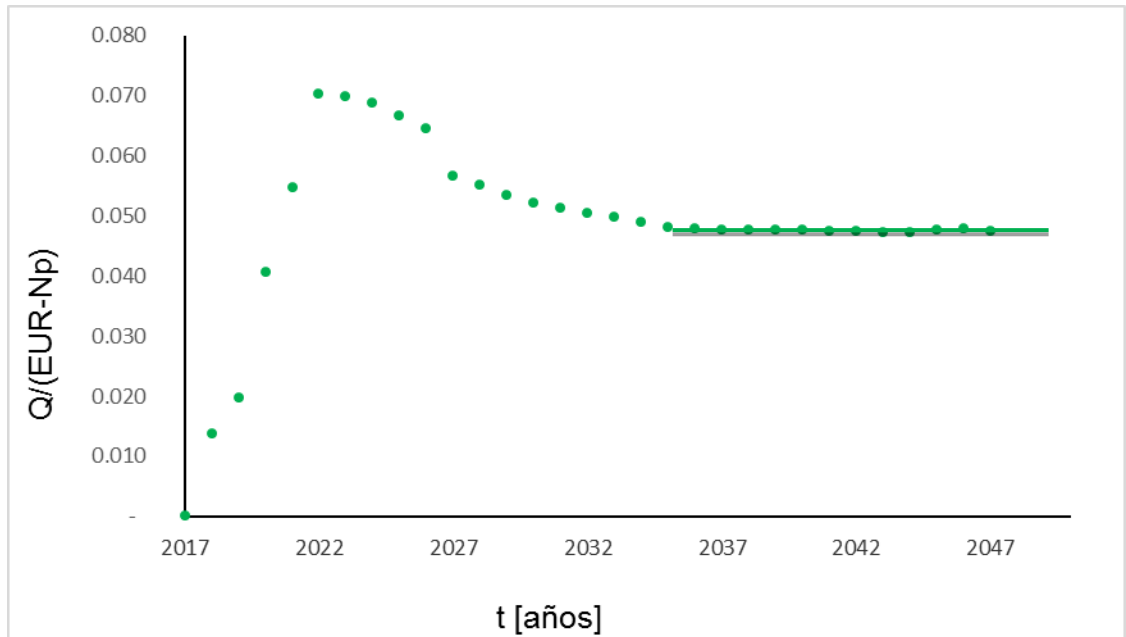


Figura 60. Gráfica de $Q/(\text{EUR-Np})$ Vs t . Escenario 3

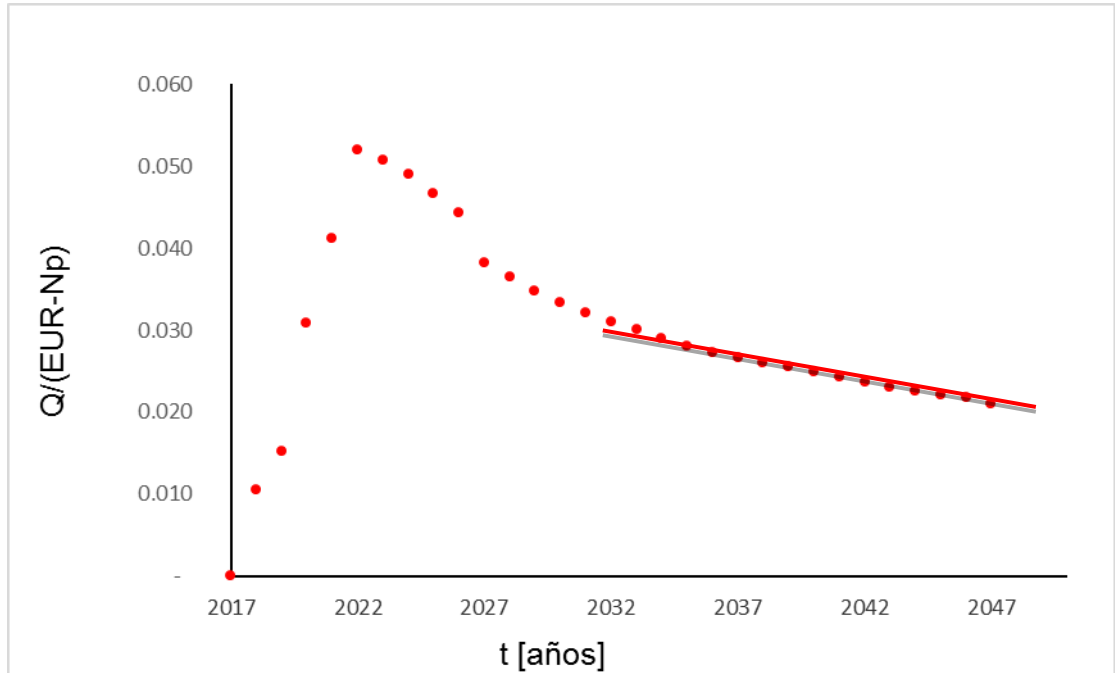
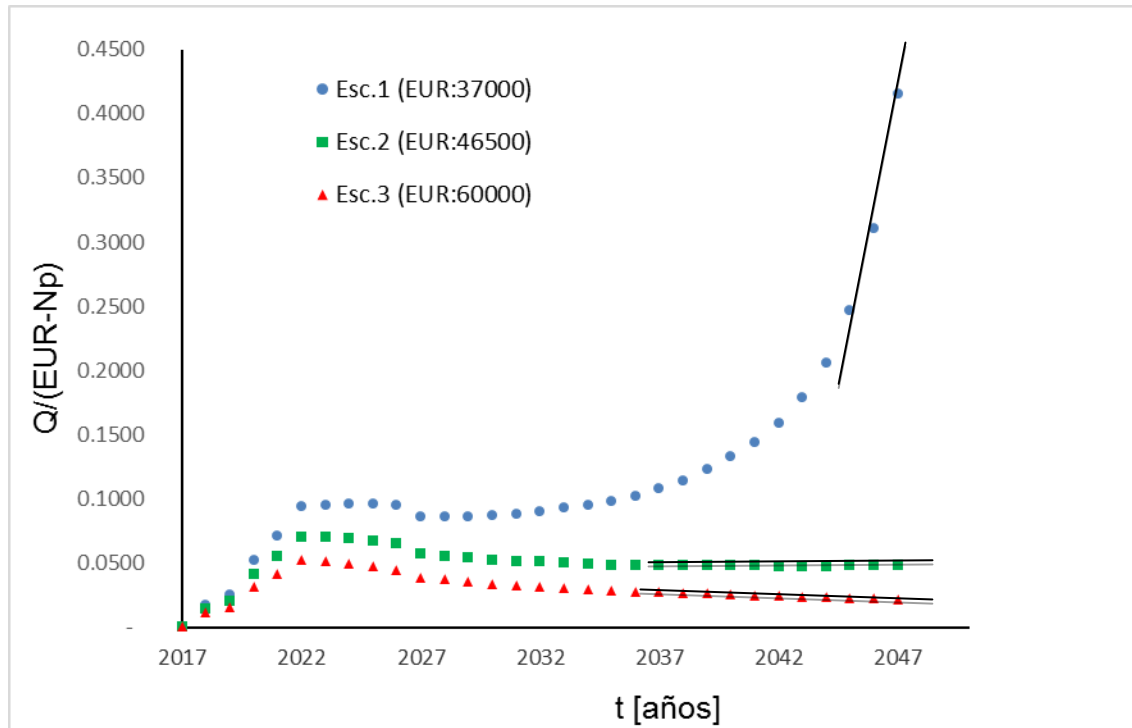


Figura 61. Gráfica de $Q/(EUR-Np)$ Vs t . Para los tres escenarios supuestos



Tal y como se mencionó en el capítulo dos de éste libro, sobre el método de Julio Casas, si el valor estimado del EUR es aproximadamente correcto, los valores de la relación trazada con respecto al tiempo dan como resultado una tendencia casi horizontal; eso se puede ver bajo la suposición realizada en el escenario dos. En el escenario la estimación de reservas resulta ser muy pequeña debido a que los valores de relación tienden a uno. Por el contrario, en el escenario los valores de relación tienden a cero, lo que indica que suposición hecha sobre las reservas, es muy grande.

El método de Julio Casas se recomienda para yacimientos que han producido más del 40% de las reservas recuperables. Bajo la suposición, en el Modelo de Simulación, que el petróleo producido acumulado hasta el cierre de los pozos productores es equivalente a las reservas recuperables, el análisis se está haciendo cuando se ha producido más del 50% de las reservas, pues desde el

2017 al 2047, la producción acumulada es de 35774 MBBI de un total de 49309 MBBI producidos al año 2185.

Como en la simulación no se modeló procedimientos como trabajo de workover o técnicas de recobro mejorado, el Modelo de Julio Casas no presenta anomalías en las gráficas realizadas. El escenario dos, arroja el mejor estimado de acuerdo a los fundamentos del Modelo.

3.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Con el fin de determinar el mejor Modelo basado en la declinación exponencial, para la estimación de reservas, a continuación se hace un paralelo de los mejores estimados de EUR por cada uno de los Modelos analizados con el valor de reservas del Modelo de Simulación (Ver tabla 34), que para éste estudio, se ha asumido como el valor “real” de reservas, partiendo del hecho que un Modelo de Simulación, utiliza modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento, discretiza el yacimiento en un número de bloques que permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento.

Tabla 324. Comparativo de los mejores estimados por los Modelos analizados con el valor estimado por el Modelo de Simulación

Modelo		Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)
Exponencial	$EUR = \frac{Q_o}{D} + N_{po}$	49566
Logístico	Valor ajustado	32000

Modelo		Último recurso recuperable (EUR) (En miles de barriles)
URR	$URR = \left[\frac{1}{N_p} + \frac{10^\alpha t^{\beta+1}}{\beta + 1} \right]^{-1}$	46935
HCZ	Valor supuesto	43000
Generalizado De WENG	$N_R = ac^{b+1}\Gamma(b + 1)$	44900
Julio Casas	Valor supuesto	46500
SIMULADOR		49309

De la tabla 34 se puede concluir que, los Modelos Logístico, HCZ y el Generalizado de WENG, tienden a subestimar las reservas de un campo petrolero. De los tres, solo el Modelo Logístico es ampliamente usado alrededor del mundo, mientras que, el Modelo HCZ y el Modelo Generalizado de Weng solo han sido usados para la estimación de reservas en CHINA¹⁰. Estos Modelos tienen un alto grado de incertidumbre cuando se toma en consideración factores como la tecnología, precios y ley de oferta y demanda, ya que estas consideraciones afectan su comportamiento y presentan anomalías o desajuste en las curvas, que conlleva a un estimado menos preciso.

Los Modelos URR, Exponencial y el de Julio Casas, permitan estimar valores de reservas más precisos y cercanos al Modelo de Simulación. De estos tres, el más sencillo o simple de usar, es el Modelo de Julio Casas, pues no requiere de un ajuste de curvas; sin embargo, requiere que el campo haya producido más del 40% de sus reservas para ser aplicable. Además, en comparación con los otros modelos, no permite hacer pronósticos de producción. El Modelo Exponencial, que

¹⁰ FENG, L.; Li, J.; PANG, X.; TANG, X.; and ZHAO, L. Peak oil models forecast China's oil supply, demand. En Oil and Gas Journal, Jan. 14, 2008.

es equivalente al método de curvas de declinación para pronóstico de producción y estimación de reservas, resulta ser el más preciso con un valor estimado de EUR de 49556 MBBI, tan solo un 0.5% de error en comparación con el Modelo de Simulación. No obstante, éste Modelo tiende a ser muy optimista en el pronóstico de producción, al no tener en cuenta las fluctuaciones naturales asociadas al proceso de extracción de aceite del subsuelo, por lo cual, suelen estar asociados a errores considerables. El impacto de estos errores es enorme, pues a partir de los pronósticos de producción se toman muchas de las decisiones de inversión en los campos de producción, se cuantifican los gastos operacionales, se generan compromisos de producción, se generan contratos de venta de crudo, entre muchos otros aspectos relacionados con el gerenciamiento de un campo de petrolero.

El Modelo URR por otro lado, arrojó un valor estimado con un error del 4.8% en comparación con el valor asumido como el “real” del Modelo de Simulación. Éste Modelo aunque no tiene un buen ajuste en la curva de tasa y sus pronósticos de producción no son tan optimistas, tiene fundamentada sus ecuaciones en los sistemas dinámicos, lo que conlleva a que sus resultados no sean estrictamente lineales y simulen un comportamiento más cercano a la realidad.

CONCLUSIONES

En este análisis, el Modelo conceptual de Simulación, considera un escenario que no resulta ser tan extremo como basar dicho análisis en el OOIP. En su lugar, se define un porcentaje del 60% del petróleo original en sitio, equivalente al acumulado de petróleo producido hasta el cierre de pozos, justo cuando el corte de agua es del 95%.

Las estimaciones exactas de reservas son de fundamental importancia en la formulación de la política energética, la política económica regional y nacional e incluso la política exterior. Sin embargo, dicha estimación es difícil y los métodos para hacerlo son controvertidos. La mayoría de técnicas de estimación de reservas se han centrado en las fuentes de información, los procedimientos estadísticos y el marco analítico.

Existen opiniones opuestas entre los pronosticadores con respecto a la naturaleza de los recursos petroleros, el tratamiento del cambio tecnológico y las fuentes apropiadas de información para estimar las reservas. La incertidumbre, combinada con la importancia del petróleo, ha generado una proliferación de pronósticos, modelos y procedimientos de estimación.

En éste trabajo, se hacen evidentes importantes diferencias entre los seis modelos analizados, especialmente en los resultados del valor estimado de reservas y el ajuste de curvas. Sin embargo, el grado de incertidumbre aumenta con la implementación de tecnología, los precios y la ley de oferta y demanda. A pesar de esto, modelos como el URR que tienen sus principios en los sistemas dinámicos, tienen la capacidad de modelar sistemas complejos, como la explotación de petróleo, arrojando resultados más precisos y cercanos a la realidad.

Los Modelos HCZ, Logístico y Generalizado de Weng, arrojaron las estimaciones más bajas tanto en el análisis realizado a la data de producción de EE. UU, como a la data de producción del Modelo conceptual de Simulación. Esto puede ser debido a que estos modelos resultan ser bastante uniformes y lineales y cualquier cambio en la producción genera anomalías o desajuste en las curvas de tasa y acumulado de petróleo, las cuales son requeridas para hacer las estimaciones de reserva.

Los Modelos URR, Exponencial y el de Julio Casas, arrojaron valores más cercanos a los considerados como “reales”. Si lo que se quiere es estimar solo el valor de reservas y se ha producido al menos el 40% de los reservas recuperables, sin duda alguna el método de Julio Casas resulta bastante sencillo y preciso. Pero si además de una estimación de reservas, se requiere de un pronóstico de producción, el Modelo URR resultaría ser el más atractivo, ya que, permite pronosticar valores un poco pesimistas de producción en comparación con el Modelo Exponencial, que sugiere valores más optimistas.

RECOMENDACIONES

Comparar los diversos métodos de estimación de reservas, requiere de un conjunto coherente de datos, por lo tanto, se sugiere la aplicación de un enfoque complementario basado en la simulación, que emplee los sistemas dinámicos y tenga en cuenta factores como la exploración, producción, tecnología, ingresos e inversiones y la demanda y la oferta.

Un análisis con un modelo de simulación capaz de simular un sistema complejo como es la explotación de petróleo, permitiría identificar las fuentes de error y sugerir la manera de mejorar las estrategias de estimación de reservas, ya que, el impacto de estos errores, tanto en el pronóstico de reservas, como de producción, pueden llegar a ser grandes, y es a partir de dichos pronósticos, que se toman muchas de las decisiones de inversión en los campos de producción, se cuantifican los gastos operacionales, se generan compromisos de producción, se generan contratos de venta de crudo, entre muchos otros aspectos relacionados con el gerenciamiento de un campo petrolero.

BIBLIOGRAFÍA

ABREU BRITO, José Noriannys y RODRÍGUEZ GÓMEZ, Sandy Mileidy. Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo fetkovich para un yacimiento de gas. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos) Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Ingeniería Petróleo. Puerto la Cruz, 2011.

BAOSHENG, Zhang. Forecast of oil reserves and production in Daqing oilfield of China. Energy, Vol. 35, Issue 7. 2010, p. 3097-3102

BAUTISTA GAMBOA, Julio Omar y BAÉZ RUEDA, Deysy Johanna. Análisis del estado del arte de la metodología utilizada por la United States Geological Survey para la caracterización del potencial petrolífero de las cuencas sedimentarias y el cálculo de reservas de hidrocarburos. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2006.

CARCAMO TROCONIS, Emilio Justiniano y POLO NULE, Jose Guido. Metodología para la predicción de curvas de declinación de pozos de petróleo, aplicando redes neuronales artificiales. Trabajo de grado (ingenieros de sistemas) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería de Sistemas. Bucaramanga, 2007.

CASAS, Julio. How to estimate oil Reserves Petroleum Engineer International June 1980.

CLARK, James Aaron; LAKE, Larry; and PATZEK, Tadeusz. Production Forecasting with Logistic Growth Models. En Society of Petroleum Engineers, SPE, Noviembre, 2011.

CRONQUIST, Chapman. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate. SPE Books Committee .2001.

GARB, Forrest and GERRY, Smith. Estimation of Oil and Gas Reserves, SPE. 1987 PEH Chapter 40.

HOSSAIN IBNE, Mohammad Asad; AKHTER, Salma and HOSSAIN SHAHEDUL, Mohammad. Study of commonly used conventional methods for gas reserve estimation. Vol. ChE. 26, No. 1, Journal of Chemical Engineering, IEB. December, 2011

JIANLIANG, Wang, *et al.* A comparison of two typical multicyclic models used to forecast the world's conventional oil production. Elsevier Ltd, 2011.

KARACAER, Caner and ONUR, Mustafa. Analytical probabilistic reserve estimation by volumetric method and aggregation of resources. En Society of Petroleum Engineers, SPE, 2012.

KE, Wang, *et al.* An oil production forecast for China considering economic limits. ELSEVIER LTD, 2016.

LIANYONG, Feng, *et al.* A Preliminary Forecast of the Production Status of China's Daqing Oil field from the Perspective of EROI. Sustainability, 2014, p. 8262-8282.

LIANYONG, Feng; JUNCHEN, Li; and XIONGQI, Pang. China's oil reserve forecast and analysis based on peak oil models. Elsevier Ltd, 2008.

PÉREZ HERRERA, Rafael; *et al.* Análisis de la declinación exponencial [En línea]. México: PEMEX. Disponible en Internet: <URL: http://www.aipmac.org.mx/villahermosa/Presentaciones/Jornadas_Tec_2012/Sala_1/12-30%20A%2013-00/Declinacion%20exponencial.pdf>

PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM. Society of Petroleum Engineers (SPE) American Association of Petroleum Geologists (AAPG) World Petroleum Council (WPC) Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). [En línea]. Disponible en Internet: <URL: <http://www.spe.org/industry/reserves.php>>

PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM. Society of Petroleum Engineers (SPE) [En línea] Disponible en Internet: <URL: http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf>

QINGFEI, Zhao, *et al.* Peak oil models forecast China's oil supply, demand. En Oil and Gas Journal, Jan. 14, 2008.

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO. Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. Noviembre de 2005.

SHI-QUN, Li; BAO-SHENG, Zhang and TANG, Xu. Forecasting of China's natural gas production and its policy implications. En: Springer Link, Petroleum Science, Volume 13, Issue 3. 2016, p. 592–603

STERMAN, John David; RICHARDSON, George and DAVIDSEN, Pal. Modeling the Estimation of Petroleum Resources in the United States. Technological Forecasting and Social Change No. 33. 1988, p. 219-249

VENEZUELA. MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO. Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos [En línea]. Noviembre de 2005. Disponible en Internet: <URL: http://www.menpet.gob.ve/portalmenpet/repositorio/imagenes/file/Direccion%20de%20Exploracion/7_a_1-DEFINICIONES_Y_NORMAS_DE_RESERVAS_DE_HIDROCARBUROS.pdf>