

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MODELOS UTILIZADOS EN LA
GENERACIÓN DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN PARA YACIMIENTOS
CON FLUIDOS COMPOSICIONALES**

**BRAYAN SNEYDER ANTOLINEZ ROMERO
REYNEL FABIAN CARRILLO HERNANDEZ**

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

2015

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MODELOS UTILIZADOS EN LA
GENERACIÓN DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN PARA YACIMIENTOS
CON FLUIDOS COMPOSICIONALES**

**BRAYAN SNEYDER ANTOLINEZ ROMERO
REYNEL FABIAN CARRILLO HERNANDEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

2015

DEDICATORIA

Este trabajo de grado, lo dedico a Dios, por siempre estar presente, llenarme de sabiduría e inteligencia, por ayudarme a salir adelante, por transformar mi vida y ayudarme en los momentos que más lo necesitaba, por ser tan maravilloso y permitirme recibir grandes bendiciones como lo es este logro.

A mi amada esposa Claudia Viviana, por apoyarme y llenarme de amor en cada momento, y siempre tener esa visión positiva para todo, también por acompañarme durante todo este proceso y vivirlo junto a mí.

A mis padres Luis A. Carrillo y Elsa Hernández, por todo su apoyo, por educarme por darme la oportunidad de ser un ingeniero, por su amor y enseñarme buenos principios.

A mi abuela Florinda por cuidarme toda la vida y darme enseñanzas que solo ella como cada abuela da, y motivarme a ser una gran persona y soñar en grande.

A mi hermano Jhoynner, por ser más que un hermano un amigo y estar pendiente de este proceso, y por siempre estar ahí para bromear y sacarme una sonrisa.

A mi hermanita Lyann Nathalia, por llegar a acompañarnos en la vida y darle un toque de ternura a la familia.

A mis pastores Ismael Díaz y Esmeralda Uribe, por sus oraciones, su gran apoyo y enseñanzas para ser el mejor como persona y profesional.

A mi compañero de proyecto Brayan Antolinez Por todo ese esfuerzo y ayuda que me brindo, por ayudarme y tener paciencia y ser esa gran persona que es.

A todos mis familiares que también estuvieron al pendiente de todo.

A todos aquellos amigos y compañeros que me acompañaron y compartieron conmigo a lo largo de los semestres, de la sede de Barrancabermeja y la escuela de petróleos de Bucaramanga.

También a todos aquellos amigos, que aunque no hicieron parte de mis estudios si hacen parte de mi vida y siempre estuvieron muy pendientes de cómo iba todo.

Reynel Fabian Carrillo Hernandez

DEDICATORIA

Cada paso que damos en nuestras vidas vamos de la mano de Dios, que nos ama con ese amor incondicional que solo él nos puede ofrecer, bendiciéndonos en la tierra con el mejor regalo que un ser humano pueda tener, la mejor ejemplificación de ese amor, un grupo de personas que por el hecho de compartir la misma descendencia siempre han estado dispuestos a dar sus vidas a cambio de ver aquel pequeño retoño en las mejores condiciones. No satisfecho con tal regalo durante el camino que todos debemos recorrer, siempre pone a nuestra disposición personas maravillosas que nos recuerdan que nunca estamos solos y situaciones únicas en las que aprendemos las mejores lecciones de vida con el fin de brindarnos las herramientas necesarias para llegar a un destino, destino al cual llegamos sin evidencia de dolor, solo de dicha absoluta, gracias a ese amor que nuestro amado padre sabe mostrar con su gran sentido del humor y estilo celestial.

Es por razones como las anteriores que cada logro que he conseguido y que obtendré durante el transcurso de esta vida, siempre serán bendiciones grupales concentradas sobre una persona, la cual el día de hoy les dedica este gran logro a todos los que estuvieron incondicionalmente detrás de bambalinas con más fuerza y mejor actitud que el autor de este corto escrito.

Dedicado a mis amados padres, mi espectacular hermana, mis demás familiares, todas aquellas personas que un día llegaron a mí vida y hoy tengo el honor de llamar amigos y de igual forma para todos aquellos que por diversas razones no están, pero durante el tiempo que estuvieron presentes me ofrecieron lo mejor.

Gracias por su amor y compañía en todos estos efímeros pero eternos momentos.

Brayan S. Antolínez Romero.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por el regalo de la vida, porque gracias a Él y por Él se logró este sueño, por su sabiduría y guía diaria.

A nuestros padres por su inagotable amor y apoyo.

A ERIK GIOVANI MONTES PAEZ por su amistad, orientación y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

A SCHLUMBERGER, KAPPA, ENERGY NAVIGATOR Y RYDER SCOTT que nos facilitándonos los software necesarios para el desarrollo de este trabajo.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER nuestra alma mater, especialmente a la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, por los conocimientos y espacios de aprendizaje brindados durante estos años de preparación profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO CONCEPTUAL	20
1.1. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	20
1.2. CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	20
1.3. TIPOS DE DECLINACIÓN	22
1.4. CONTEXTO HISTÓRICO	24
1.5. GENERALIDADES DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	28
1.6. MODELO COMPOSICIONAL	35
2. ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS SOFTWARE.....	37
2.1. OILFIELD MANAGER (OFM).....	37
2.2. VALUE NAVIGATOR (Val Nav).....	45
2.3. ECRIN V4.3.0 (Topaze NL).....	55

2.4.	RYDER SCOTT (Forecast).....	75
3.	METODOLOGÍA	84
3.1.	SELECCIÓN DE POZOS	84
4.	ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS SOFTWARE.	92
4.1.	RESULTADOS TIEMPOS TEMPRANOS	94
4.2.	RESULTADOS TIEMPOS MEDIOS	97
4.3.	RESULTADOS TIEMPOS TARDÍOS	100
5.	ANÁLISIS COMPARATIVO	103
5.1.	COMPARACION TIEMPOS TEMPRANOS	103
5.2.	COMPARACION TIEMPOS INTERMEDIOS.	106
5.3.	COMPARACIÓN TIEMPOS TARDIOS	108
6.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE OPERABILIDAD.....	111
6.1.	INTERFAZ GRAFICA.....	111
6.2.	INFORMACION REQUERIDA.....	112
6.3.	MODULO DE PRONÓSTICO	113

6.4. REPORTE DE RESULTADOS	114
7. CONCLUSIONES	116
8. RECOMENDACIONES	118
BIBLIOGRAFÍA	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Formas de Declinación en una gráfica semilogarítmica del caudal frente al tiempo.....	31
Figura 2 . Ventana de Inicio	38
Figura 3 . Ventanas para llegar a la creación de un nuevo Proyecto	39
Figura 4. Pestaña en la que se define el tipo de dato que se está cargando.	40
Figura 5. Filtros.	41
Figura 6. Ventana de Forecast.....	43
Figura 7 . Forecast.	44
Figura 8. Configuración del pronóstico y delimitación.....	45
Figura 9. Pantalla de creación de proyecto.	47
Figura 10. Módulo de carga de datos.	48
Figura 11. Espacio de trabajo.....	49
Figura 12. Editar forecast.....	50
Figura 13. Módulo de Forecast.....	51
Figura 14 . Reportes.	53
Figura 15. Extracción de data.....	54
Figura 16. Pantalla de inicio.	56
Figura 17. Creación de un nuevo proyecto.....	58
Figura 18. Módulo PVT.	58
Figura 19. Módulo de Fluido.	58
Figura 20. Opciones de Análisis.	59
Figura 21. Análisis (Presiones).	60
Figura 22. Módulo de carga de presiones.....	60
Figura 23. Carga de data de Producción.....	61
Figura 24. Modulo corrección de unidades.	62
Figura 25. Histórico de producción.	62
Figura 26. Contrapresión.	63
Figura 27. Extracción.....	64
Figura 28. Módulo de Gráficos.	65
Figura 29. Grafico Log-Log.....	65
Figura 30. Curva de Fetkovich.....	66
Figura 31. Curva Tipo de Blasingame.	66
Figura 32. Grafico Arps.	67
Figura 33. Módulo de ajuste de datos.	67
Figura 34. Tasa de producción y acumulado.	68
Figura 35. Optimización.	69

Figura 36. Panel de pronóstico.	70
Figura 37. Ventana de inicio (Forecast)	77
Figura 38. Tablas de la base de datos a modificar.	78
Figura 39. Tabla de carga de data de producción.....	79
Figura 40. Selección de información a utilizar.	79
Figura 41. Asignación de nombres a las identidades cargadas.	80
Figura 42. Crear nuevo análisis.	81
Figura 43. Forecast (Multi-tendencia) y ajustes.	82
Figura 44. Metodología de evaluación.....	84
Figura 45. Gráficos de Burbuja (Aceite Acumulado) por formación productora.....	86
Figura 46. Distribución Espesor Neto por formación productora.	86
Figura 47. Capacidad de Flujo por formación productora.....	86
Figura 48. Histograma de Producción y eventos del pozo RB1.....	87
Figura 49. Histograma de Producción y eventos del pozo RB2.....	89
Figura 50. Histograma de Producción y eventos del pozo RB3.....	90
Figura 51. Pronósticos tiempos tempranos RB1.....	94
Figura 52. Pronósticos tiempos tempranos RB2.....	95
Figura 53. Pronósticos tiempos tempranos RB3.....	96
Figura 54. Pronósticos tiempos medios RB1.....	97
Figura 55. Pronósticos tiempos medios RB2.....	98
Figura 56. Pronósticos tiempos medios RB3.....	99
Figura 57. Pronósticos tiempos tardíos RB1.	100
Figura 58. Pronósticos tiempos tardíos RB2.	101
Figura 59. Pronósticos tiempos tardíos RB3.	102
Figura 60. Grafica de errores para tiempos tempranos.	105
Figura 61. Comparación errores OFM.....	106
Figura 62. Comparación errores TOPAZE.	106
Figura 63. Comparación errores Val Nav.	107
Figura 64. Comparación errores FORECAST.	107
Figura 65. Grafica de errores para tiempos intermedios.	108
Figura 66. Comparación errores OFM.....	108
Figura 67. Comparación errores TOPAZE.	109
Figura 68. Comparación errores Val Nav.	109
Figura 69. Comparación errores FORECAST.	109
Figura 70. Grafica de errores para tiempos tardíos.....	110

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Data necesaria para iniciar un proyecto (OFM).....	43
Tabla 2. Data necesaria para iniciar proyecto (Val Nav).....	51
Tabla 3. Información necesaria para empezar el proyecto (Ecrin).....	56
Tabla 4. Data necesaria para iniciar proyecto (Forecast).....	78
Tabla 5 . Población de Pozos.....	85
Tabla 6. Distribución de las simulaciones a realizar.....	91
Tabla 7 . Distribución de eventos.....	93
Tabla 8. Errores calculados para tiempos tempranos RB1.....	94
Tabla 9. Errores calculados para tiempos tempranos RB2.....	95
Tabla 10. Errores calculados para tiempos tempranos RB3.....	96
Tabla 11. Errores calculados para tiempos medios RB1.....	97
Tabla 12. Errores calculados para tiempos medios RB2.....	98
Tabla 13. Errores calculados para tiempos medios RB3.....	99
Tabla 14. Errores calculados para tiempos tardíos RB1.....	100
Tabla 15. Errores calculados para tiempos tardíos RB2.....	101
Tabla 16. Errores calculados para tiempos tardíos RB3.....	102
Tabla 17. Comparación errores OFM.....	103
Tabla 18. Comparación errores TOPAZE.....	104
Tabla 19. Comparación errores Val Nav.....	104
Tabla 20. Comparación errores FORECAST.....	105
Tabla 21. Análisis comparativo.....	115

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MODELOS UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN PARA YACIMIENTOS CON FLUIDOS COMPOSICIONALES.*

AUTORES: Reynel Fabián Carrillo Hernández
Brayan Sneyder Antolinez Romero**

PALABRAS CLAVE: Pronósticos de Producción, Fluido Composicional, Modelos de Arps, Predicción.

DESCRIPCIÓN:

Los pronósticos de la producción realizados para los diferentes tipos de crudos han estado basados en estudios para yacimientos de aceite negro y gas seco en su mayoría, despreciando el efecto o variación en la producción que genera el explotar un yacimiento composicional, ya que algunos modelos no tienen en cuenta que el comportamiento y la composición de los fluidos de estos yacimientos es completamente diferente, lo que ha llevado a un inadecuado pronóstico de producción, pues todas las variables tienen un impacto directo no solo en la exactitud del estudio de la producción sino también en los cálculos de ingeniería de yacimientos.

Predecir el comportamiento de la producción se ha convertido en una necesidad; que implica el conocimiento de las propiedades del yacimiento, las propiedades de los fluidos, el estado mecánico de los pozos y su relación con el tiempo.

Contar con modelos que expliquen el comportamiento de la declinación de producción de un fluido, como lo hacen los modelos exponencial, hiperbólico y logarítmico propuestos por Arps, representa una herramienta útil y rápida para tomar decisiones que aumenten la producción y la vida productiva del pozo, yacimiento o campo. Pero cuando se incurre en predicciones erróneas causadas por no conocer las características específicas del campo es donde nace la necesidad de conocer que modelos y herramientas software presentan mejor ajuste ante un tipo de fluido en particular.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Erik Giovany Montes Páez

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF MODELS USED IN GENERATION OF PRODUCTION FORECAST FOR RESERVOIR WITH COMPOSITIONAL FLUIDS.*

AUTHORS: Reynel Fabian Carrillo Hernandez
Brayan Sneyder Antolinez Romero**

KEY WORDS: Production Forecasting, Compositional fluid, Models of Arps, Prediction.

DESCRIPTION:

The production forecasts was made for different types of crude have been based on studies of black oil and dry gas reservoirs in his majority, mostly neglecting the effect or change in output generated by exploiting a compositional reservoir, as some models do not take into account the behavior and fluid composition of these deposits is completely different , which has led to inadequate production forecast because all variables have a direct impact not only on the accuracy of the study of production but also in reservoir engineering calculations.

Predicting the behavior of production has become into a necessity; which implies knowledge of reservoir properties, fluid properties, the wells mechanicals state and their relationship with time.

Have models that explain the behavior of declining production of a fluid, as do the exponential, hyperbolic and logarithmic models proposed by Arps, represents a useful and quick tool to take decisions that increase the production and life of the well , reservoir or field. But when it incurred in erroneous predictions caused by not knowing the specific characteristics of the field is where the need to know that models and software tools have best fit to a particular type of fluid is born.

* Degree Work

** Physical-Chemical Faculty of Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Erik Giovany Montes Páez.

INTRODUCCIÓN

Predecir el comportamiento de la producción de aceite se ha convertido en una necesidad; que implica el conocimiento de las propiedades del yacimiento, las propiedades de los fluidos, el estado mecánico de los pozos y su relación con el tiempo.

El término “pronosticar” consiste en conocer el comportamiento futuro de determinadas variables mediante algún tipo de modelo matemático. Una predicción puede ser subjetiva, obteniendo de esta manera un modelo matemático ajustado por el buen juicio de un experto.

Los pronósticos de producción, en términos generales, son graficas semilogarítmicas de la producción de petróleo contra el tiempo, las cuales normalmente obedecen una tendencia lineal y que pueden extrapolarse. Estos pronósticos se convierten en herramientas que brindan a una compañía operadora la capacidad de definir un plan de acción que permita enfrentar posibles eventualidades. Al mismo tiempo, los pronósticos de producción pueden ser utilizados como complemento para la toma de decisiones gerenciales. Además, los métodos de análisis de producción futura relacionan directamente modelos empíricos y teóricos, que dan como resultado un estudio representativo del comportamiento de producción realizado con una base sólida de información.

La importancia de la generación de estas curvas para los ingenieros de producción está en poder determinar periodos de declinación y, de esta manera, poder establecer estrategias que puedan aumentar la producción cuando la declinación natural ocurra. En otras palabras, los pronósticos de producción no solo sirven para describir el comportamiento de producción en el tiempo sino que también para saber cuándo aplicar proyectos como:

- Mantenimiento de pozos.
- Estimulaciones: Fracturamiento y acidificación.
- Instalación de sistemas de levantamiento artificial.
- Perforación de nuevas pozos.
- Proyectos de Recuperación Secundaria: Inyección de agua o gas.
- Proyectos de Recobro Mejorado: Inyección de vapor, Combustión in situ, entre otros.

Por esta razón, un buen desarrollo de los pronósticos de producción hace que el ingeniero esté un paso más adelante de los sucesos que pueden ocurrir, sin dejar a un lado de que el comportamiento de un yacimiento puede estar sujeto a muchas circunstancias que no se pueden predecir tan fácilmente; pero por lo menos nos da un acercamiento a la realidad.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de crudo y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución de la presión interna del yacimiento debido al vaciamiento de éste, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos. Esta declinación sigue un comportamiento que obedece a las curvas de declinación establecidas por Arps (1945)¹, como exponencial, hiperbólica y armónica.

1.2. CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Analizar la declinación de la producción es una herramienta útil y rápida para determinar la disminución de la capacidad de producción de los pozos y al mismo tiempo predecir la futura capacidad de producción de los mismos.

1.2.1. Factores que afectan las curvas de declinación. El comportamiento de las curvas de declinación está afectado por los siguientes factores:

- **Períodos desiguales de tiempo:** La prueba de los pozos, mediciones, entre otros, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas en lapsos de tiempo igual y a todos los pozos al mismo momento. Este es un factor que puede afectar la calidad de los datos de producción para generar el estudio de la declinación.

¹ Arps, J. "Analysis of decline curves". The British-American Oil Producing Co. SPE 945228-G. 228-247.(1945)

- **Cambio de productividad de los pozos:** La producción de los pozos se ve afectada por una declinación natural. Cuando en determinados pozos su producción llega a valores bajos, son sometidos a reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Generalmente estos cambios no se pueden tomar en cuenta porque no se puede predecir cuándo ocurrirán. Además su efecto es el de atenuarla. Dicho efecto se logra realizando actividades generadoras de potencial, las cuales pueden enmascarar los resultados verdaderos de declinación del campo. Las actividades generadoras de potencial son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, re perforación, reparación de pozos con taladro y plataforma, inyección de vapor y otras actividades.
- **Terminación de nuevos pozos:** Al terminar un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento incrementará. En este caso no se podrá extrapolar la curva porque no se sabe si la declinación de producción continuará según el mismo comportamiento que presentaba antes de terminar el nuevo pozo.
- **Interrupción de los programas de producción:** Cuando dentro de la vida productiva de un yacimiento existen cierres de producción (total o parcial) por razones de carencia de mercado, problemas en los equipos de superficie, etc., se desconocerá la nueva tasa de producción del yacimiento cuando se reactive (por lo general hay aumento al restablecer condiciones en el reservorio) y si continuará con el mismo comportamiento anterior al cierre. Esto causa notables problemas en el estudio de las curvas de declinación. Una ayuda para ello es conocer los mecanismos de producción del yacimiento, lo cual permitirá fijar algún criterio al respecto.
- **Veracidad de datos:** Cuando no se tiene certeza sobre la información disponible como representativa del comportamiento de un yacimiento, caso frecuente para campos muy antiguos donde se desconoce cómo se efectuaban las

mediciones, no se debe hacer cálculos en base a dichos datos. Siempre es aconsejable trabajar con datos recientes con los cuales se tiene mayor certeza.

- **Prorratio:** Se refiere a estaciones compartidas por varias unidades de producción, donde convergen pozos de diferentes campos. La producción diaria es dividida en función a un porcentaje estadístico asignado para cada campo de acuerdo a pruebas realizadas sin representar la verdadera declinación de sus pozos, en especial si no se cuenta con pruebas recientes.

1.3. TIPOS DE DECLINACIÓN

1.3.1. De acuerdo a la naturaleza de la declinación

- **Declinación energética:** Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento natural del yacimiento (caída de presión). Se obtiene al graficar producción vs tiempo y ajustar una curva exponencial².
- **Declinación mecánica:** La declinación mecánica se refiere a la disminución de la capacidad de producción del yacimiento a causa de pozos que salen anualmente del programa de producción, debido a que requieren ser reparados o que pasaron a producir en otra zona.

Está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción por causas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfáltenos, producción de finos, incremento de la producción de fluidos indeseables (agua y/o gas), cuando la presión de fondo cae por debajo de la

² Machado C., Mattheus L., Piña R., Luzardo J., Rodríguez F., Rattia A., Slavion J., Rivas O., Díaz J., Carvajal A. y Álvarez C. (2001). "Definiciones y procedimientos para el cálculo y seguimiento del potencial de producción. manual del comité técnico de potencial y reservas", PDVSA, Venezuela. (P. 78)

presión de burbujeo; y otros problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, entre otros. La declinación mecánica, se expresa como porcentaje de la capacidad de producción, se determina como el número de pozos dañados por año, multiplicado por la capacidad promedio de producción por pozo y dividido por el potencial actual del yacimiento.

- **Declinación total:** Es la declinación de producción provocada tanto por el efecto energético como mecánico.

1.3.2. De acuerdo con el comportamiento de la tasa de producción³

- Declinación exponencial
- Declinación hiperbólica
- Declinación armónica

Los anteriores comportamientos se fundamentan en las siguientes suposiciones:

- ✓ Los pozos producen a presiones de fondo constante.
- ✓ Las áreas de drenaje de los pozos permanecen constantes y no poseen barreras de flujo. Si el agua de un acuífero o el gas de una capa de gas entra al área de drenaje del pozo, el tipo de declinación cambia.
- ✓ La formación alrededor de los pozos mantiene permeabilidad (K) y factor de daño/estimulación (S) constantes. Si K y S cambian durante la vida productiva de los pozos, las tasas de declinación cambian.

³ Rodríguez, J (2007). "Ingeniería básica de yacimientos". (p. 142-148; 130-132)

1.4. CONTEXTO HISTÓRICO

Desde comienzos del siglo XX se cuenta con registros de avances en el terreno de los pronósticos de producción. A continuación se presenta un resumen de los hechos más significativos en este aspecto.

En 1908, **Arnold y Anderson**⁴ propusieron que la tasa de producción a iguales intervalos de tiempo forma series geométricas y señalaron la caída de producción como una fracción aproximadamente constante. Esta fracción fue llamada “declinación” y es la primera vez que se presenta el término en la literatura.

Entre 1908 y 1944 se presentaron muchos trabajos en torno al trabajo de Arnold y Anderson. Uno de los más importantes fue el de **Cutler**⁵, presentado en 1924. Éste señaló que los pronósticos de declinación de la producción obtenidos por el tipo geométrico o el tipo exponencial pueden dar estimaciones muy conservadoras sobre el volumen que se puede producir. Mientras que una relación hiperbólica en papel log-log daría una mejor representación del comportamiento de la declinación.

En 1927, **Johnson y Bollens**⁶ introdujeron lo que denominaron “Loss Ratio Method” (Método de Relación de Pérdida), el cual fue definido como la relación entre la tasa de producción y la reducción de la producción en iguales intervalos de tiempo. Se observó que esta relación se mantenía aproximadamente constante, permitiendo extrapolar fácilmente.

Un importante avance ocurrió en 1944. **Arps**⁷ presentó un estudio sobre el análisis de las curvas de declinación, a partir del cual, pudo verificar de manera empírica las ecuaciones para el comportamiento de la declinación exponencial e hiperbólica. El

⁴ ARNOLD, R. ANDERSON, R. Preliminary Report on Coalinga Oil District. U.S. Geological Survey Bulletin, 357 (1908) 79.

⁵ CUTLER, W.W. Jr. Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves. U.S. Bureau of Mines Bulletin, 228 (1924).

⁶ JOHNSON, R.H. BOLLENS A.L. The Loss Ratio Method of Extrapolating Oil Well Decline Curves. Trans., AIME (1927) 27, 771.

⁷ ARPS, J.J. Analysis of Decline Curves. Trans., AIME (1945) 160, 228-247.

motivo por el cual aún en nuestros días son utilizadas dichas ecuaciones son la facilidad y aceptación que representan en la industria del petróleo.

En 1968, **Slider**⁸ presentó una técnica de ajuste de curvas que permite obtener extrapolaciones de curvas hiperbólicas.

Gentry⁹, en 1972, reorganizó las ecuaciones presentadas por Arps para obtener dos tipos de curvas diferentes: una basada en la tasa de producción instantánea y otra en la producción acumulada.

Fetkovich¹⁰, en 1973, presentó una mejora en la idea de Slider (Curva de Ajuste). Mostró que la solución para un yacimiento con límites a presión de fondo fluyendo constante y la solución de Arps podría ser combinada en una sola curva tipo. Esta curva incluye soluciones dominadas por flujo transiente y frontera. Aunque es posible estimar reservas para declinación hiperbólica y exponencial a partir de la curva tipo de Fetkovich, realizar ajustes exactos puede volverse difícil debido a la dispersión de los datos.

En 1978, **Gentry**¹¹ presentó un estudio del efecto de las propiedades del yacimiento y de los fluidos en el exponente de declinación “b”. Concluyó que las heterogeneidades del yacimiento pueden producir que los valores de “b” sean más grandes de uno. Además, una nueva ecuación empírica fue propuesta, la cual afirma como describir de mejor manera los comportamientos de declinación que las ecuaciones presentadas por Arps.

Fetkovich¹⁰ presento un nuevo trabajo en el cual se enfocaba en casos históricos usando análisis de curvas de declinación mediante curvas tipo. Una de las

⁸ SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis. JPT (March, 1968) 235-236.

⁹ GENTRY, R.W. Decline Curve Analysis. JPT (January, 1972) 38-41.

¹⁰ FETKOVICH, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. JPT (June, 1980) 1065-1077.

¹¹ GENTRY, R.W. McCRAY, A.W. The Effect of Reservoir and Fluid Properties on Production Decline Curves. JPT (September, 1978) 1327-1341.

conclusiones más importantes de su trabajo es que la información transitoria no debe ser interpretada con las ecuaciones de Arps ya que podría llevar a la aparición de valores del exponente de declinación “b” más grandes que la unidad. También demostró que el exponente de declinación obtenido por las ecuaciones de Arps (el cual llamo falso exponente) puede generar malos resultados y decisiones de explotación imprudentes.

Blasingame y Lee¹² presentaron técnicas de análisis para una sola fase líquida post-transitorio a presión de fondo constante. Las técnicas de análisis son dadas para pozos produciendo a presión de fondo fluyendo constante en yacimientos homogéneos, naturalmente fracturados y verticalmente fracturados. Su mayor contribución es el desarrollo de una relación para la presión promedio de yacimiento durante el flujo estabilizado para un escenario de tasa variable.

En vista de que la mayoría de métodos de análisis de curvas tipo de declinación asumen patrones de pozo aislados, **Harrington**¹³ presento un método basado en una solución informática que intenta recolectar las soluciones de gas y líquido en una solución. El principal interés de este autor fue la variedad de parámetros que necesitan ser considerados para realizar un buen ajuste de curva tipo.

En 1988 **Blasingame y Lee**¹⁴ presentaron un nuevo método para pruebas límite de yacimientos de tasa variable en pozos de gas. Similar al caso de levemente compresible, los objetivos fueron nuevamente estimar forma y tamaño del yacimiento a partir de información de producción.

¹² Blasingame, T.A. and Lee, W.J.: Properties of Homogeneous Reservoirs, Naturally Fractured Reservoirs, and Hydraulically Fractured Reservoirs from Decline Curve Analysis, paper SPE 15018 presented at the 1986 SPE Permian basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, March 13-14.

¹³ Harrington, A.G., Lee, B.Y., and Taylor, P.S.: Application of Type-Curve Techniques to Decline Analysis and Forecasting of Gas Wells, paper SPE 16936 presented at the 1987 Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Dallas, TX, September 27-30

¹⁴ Blasingame, T.A. and Lee, W.J.: "The Variable -Rate Reservoir Limits Testing of Gas Wells," paper SPE 17708 presented at the 1988 SPE Gas Technology Symposium, Dallas, June 13-15

En un esfuerzo de teorías previas y nuevas facilidades de cómputo, **Doung**¹⁵ presentó un enfoque numérico para el análisis de curvas de declinación. Utilizó la ecuación hiperbólica de Arps en términos de la producción acumulada y usó un procedimiento de regresión lineal múltiple para obtener los valores óptimos para el coeficiente de relación hiperbólica. Los coeficientes resultantes permitieron el cómputo de la tasa inicial y la declinación inicial.

Uno de los más recientes estudios en análisis de curvas de declinación fue presentado por **Blasingame**¹⁶ a comienzos de 1991. Basado en la presentación original de **McCray**¹⁷, introdujo una nueva función tiempo la cual fue mostrada para transformar el problema caída de presión variable/tasa variable dentro de un sistema equivalente de presión constante. Esta nueva función fue llamada “tiempo análogo de presión constante”.

En 1998, **R.G. Agarwal y D.C Gardner**¹⁸ introdujeron un método que combina los conceptos de curvas de declinación y curvas tipo para la estimación de reservas y otras características del yacimiento, para pozos de gas y de aceite, usando datos de producción.

Ese mismo año, **L.O Masoner**¹⁹ realizó un trabajo donde dedujo la ecuación de declinación hiperbólica de Arps a partir de los principios de permeabilidad relativa. Los resultados mostraron que la declinación hiperbólica aplica en los procesos de

¹⁵ Duong, A.N.: "A New Approach for Decline-Curve Analysis," paper SPE 18859 presented at the 1989 SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 13-14

¹⁶ Blasingame, T.A., McCray, T.C., and Lee, W.J.: "Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems," paper SPE 21513 presented at the 1991 SPE Gas Technology Symposium, Houston.

¹⁷ McCray, T.C.: "Reservoir Analysis Using Production Decline Data and Adjusted Time," M.S. Thesis, Texas A&M U., College Station, TX (1990).

¹⁸ Agarwal, R.G., Gardner, D.C., Kleinsteiber, S.W. and Fussell, D.D.: "Analyzing well production data using combined type-curve and decline-curve analysis concepts", paper SPE 49222, 1998.

¹⁹ Masoner, L.O.: "Decline analysis relationship to relative permeability in secondary and tertiary recovery", paper SPE 39928, (April 1998).

recuperación de aceite secundarios y terciarios, dominados por la permeabilidad relativa.

En 2001, **F. Abdelhafidh y T. Djebbar**²⁰ propusieron una ecuación universal de ajuste universal que combina las ecuaciones empíricas de Arps y la solución analítica de Fetkovich, como alternativa al ajuste manual con curvas tipo.

En 2006, **R. Camacho, G. Fuentes y M. Vásquez**²¹ publicaron un estudio donde investigan el comportamiento de la declinación de la producción en yacimientos naturalmente fracturados que presentan porosidad simple y doble, aplicando geometría fractal.

1.5. GENERALIDADES DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

El desarrollo de los pronósticos de producción lleva una serie de aplicaciones de conceptos que relacionen las propiedades de los fluidos, la caracterización del yacimiento (ecuación de balance de materia) y su relación con el tiempo (curvas de declinación), como se había dicho anteriormente, que en conjunto logran un predicción más precisa del comportamiento de la producción.

1.5.1. Métodos actuales para el análisis de datos de producción. Hay dos categorías de técnicas que se han desarrollado para analizar los datos de producción de líquido que se utilizan actualmente en la industria. La primera categoría se basa en la observación empírica y está representada por relaciones de declinación hiperbólicas y exponenciales de Arps. La segunda categoría son los resultados analíticos y la obra más importante en esta categoría es el trabajo presentado por Fetkovich hace más veinte años.

- **Relaciones empíricas de Arps:** Arps presenta el comportamiento de declinación de dos formas una hiperbólica y otra exponencial sin justificación teórica

²⁰ Abdelhafidh, F. and Djebbar, T.: "Application of decline-curve analysis technique in oil reservoir using a universal fitting equation", paper SPE 70036, (May 2001).

²¹ Camacho, R., Fuentes, G. and Vásquez, M.: "Decline curve analysis of fracture reservoirs with fractal geometry", paper SPE 104009, (September 2006).

para estas relaciones. Se presentan estas ecuaciones en dos partes. La primera parte corresponde al modelo hiperbólico, y la segunda parte describe el modelo exponencial utilizado con más frecuencia.

✓ **Modelo de declinación hiperbólica**

El modelo de declinación hiperbólico se basa en una simple ecuación diferencial que relaciona el caudal o tasa de producción [qo] y la derivada en el tiempo de la tasa de producción [dqo/dt] a una función de ley de potencia de la tasa, en este caso, la " tasa de declinación, " [D]. Esta ecuación diferencial se da como:

$$\frac{1}{q_o} \frac{dq_o}{dt} = -n^b q_o^b = -D \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde b es el exponente de declinación de la curva y n es una constante positiva. Si la ecuación. 1.1 se integra de tiempo t = 0 a t = t donde q_{oi} es el caudal inicial,

$$\int_{q_{oi}}^{q_o} q_o^{(-b-1)} dq = \int_0^t -n^b dt \dots\dots\dots (1.2)$$

$$\frac{q_o^{-b}}{-b} \Big|_{q_{oi}}^{q_o} = -n^b t \Big|_0^t \dots\dots\dots (1.3)$$

Puesto que suponemos que la curva de declinación el exponente b es constante. Entonces:

$$\frac{q_o^{-b} - q_{oi}^{-b}}{-b} = -n^b t$$

o

$$q_o^{-b} = q_{oi}^{-b} + b n^b t$$

Multiplicando por q_{oi}^b obtenemos

$$\frac{q_{oi}^b}{q_o^b} = 1 + b n^b q_{oi}^b t \dots\dots\dots (1.4)$$

De la ecuación 1.1, vemos que podemos definir el valor inicial de la tasa de declinación, D_i como $n^b q_{oi}^b$. Entonces, podemos escribir la ecuación 1.4 como

$$\frac{q_{oi}^b}{q_o^b} = 1 + D_i b t \dots\dots\dots (1.5)$$

La ecuación 1.5 se puede reordenar para dar

$$q_o^b = \frac{q_{oi}^b}{(1 + D_i b t)}$$

O como otra forma en función de la relación $\frac{q_o}{q_{oi}}$

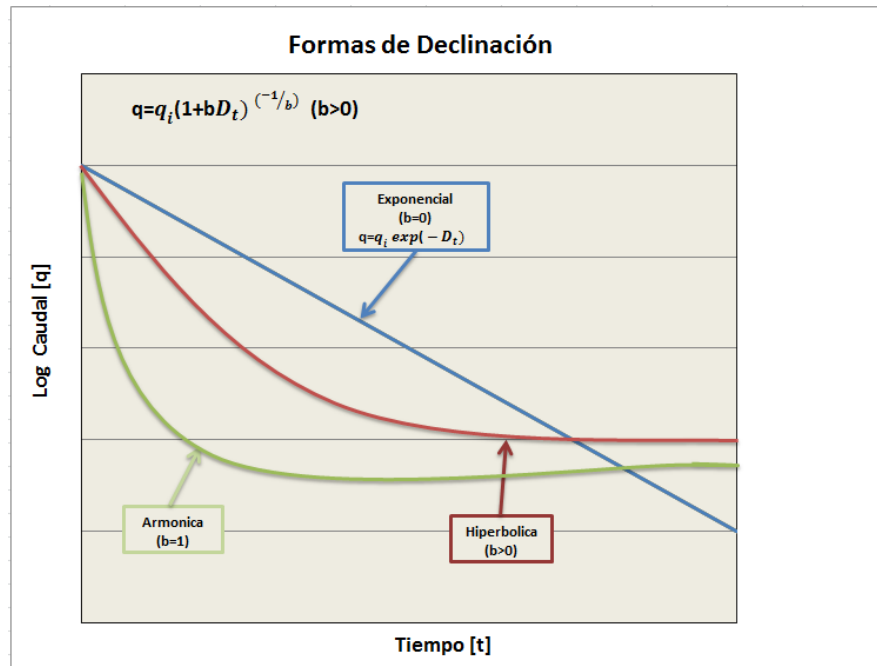
$$\frac{q_o}{q_{oi}} = \frac{1}{(1 + D_i b t)^{1/b}} \dots\dots\dots (1.6)$$

Para $b = 1$ se obtiene el tipo especial de declinación que se llama "declinación armónica." Esta relación se da como:

$$\frac{q_o}{q_{oi}} = \frac{1}{(1 + D_i t)} \dots\dots\dots (1.7)$$

La forma general de un perfil de declinación hiperbólica con un valor de "b" entre cero y uno se muestra en la *Figura 1*. Esta es una gráfica semilogarítmica de la tasa de flujo en función del tiempo.

Figura 1. Formas de Declinación en una gráfica semilogarítmica del caudal frente al tiempo



Es decir, los modelos de declinación para $b = 0$ y $b = 1$, son conocidos modelos exponencial y armónico respectivamente. La forma característica de las líneas de la figura. 1.1 se puede utilizar para determinar el tipo de disminución presentes en una situación específica.

✓ **Modelo de declinación exponencial**

En la declinación exponencial se plantea siempre que la tasa de declinación, D dada en la ecuación. 1.1 se supone que es constante. Arps declaró este concepto como "una relación constante de pérdida." Arps observó que con frecuencia, después de un período inicial durante el cual el caudal es constante, el caudal sigue una tendencia a la disminución exponencial.

En el desarrollo de las ecuaciones para este caso partimos de la ecuación. 1.1, que es la relación principal. Reescribiendo la ecuación. 1.1 como Eq. 1.8 tenemos:

$$\frac{1}{q_o} \frac{dq_o}{dt} = -D \dots\dots\dots (1.8)$$

Al separar de variables para integración obtenemos

$$\frac{1}{q_o} dq_o = -Ddt \dots\dots\dots (1.9)$$

Integrando la ecuación. 1.8 obtenemos

$$\int_{q_{oi}}^{q_o} \frac{1}{q_o} dq_o = - \int_0^t Ddt \dots\dots\dots(1.10)$$

Donde q_{oi} es el caudal de aceite en $t = 0$. Por consiguiente, el resultado de esta integración es:

$$\ln \left(\frac{q_o}{q_{oi}} \right) = -Dt \dots\dots\dots (1.11)$$

El último resultado se ha expresado siempre como una ecuación tipo exponencial. Por lo tanto, tenemos:

$$\frac{q_o}{q_{oi}} = \exp(-Dt) \dots\dots\dots (1.12)$$

En este caso la pendiente, D es siempre igual a D_i , (la tasa inicial de disminución), ya que se supone que tiene un valor constante a lo largo de la historia de producción.

Observamos que D es siempre la tasa de declinación de $-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$.

La diferencia entre la exponencial y el caso hiperbólico radica en el hecho de que para el primero, D es constante y, en este último, D es dependiente de la tasa (por una función de ley de potencia). Es importante tener en cuenta que la disminución exponencial siempre se refiere como el caso " $b = 0$ ". Esto es sólo un nombre para el caso de declinación exponencial, ya que la sustitución de un valor b cero produciría un poder infinito del denominador de la ecuación. 1.6.

Es evidente a partir de los desarrollos que se muestra arriba que una declinación exponencial debe comportarse como una línea recta similar a lo evidenciado en la gráfica de la figura 1.1. La simplicidad de este resultado ha llevado a los ingenieros a utilizar un trazo como el de la figura. 1.1 para tratar de analizar casi cualquier tipo de datos de producción basados en la esperanza de que una simple línea recta que se puede obtener, por lo cual una disminución exponencial puede suponer las reservas y pronósticos.

1.5.2. Ecuación de balance de materiales (EBM). La ecuación de balance de materiales se basa en la ley de la conservación de la materia, que establece que la masa de un sistema cerrado permanece constante. Esta ecuación se deriva del balance volumétrico que iguala a los fluidos que están en el subsuelo como una producción acumulada, y la producción de superficie como resultado de una caída de presión en el yacimiento. La forma general de la EBM fue desarrollada inicialmente por Schilthuis en 1941; y establece lo siguiente:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Fluidos} \\ \text{Producidos} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Cantidad} \\ \text{fluidos iniciales} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Cantidad} \\ \text{fluidos remanentes} \end{array} \right] \dots\dots\dots (1.13)$$

Para la aplicación de la EBM se toman algunas consideraciones, tales como:

- Volumen poroso constante. No existe compactación ni subsidencia.
- El PVT es representativo de los fluidos del yacimiento.
- Proceso isotérmico.
- C_w y C_F son despreciables.
- Equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento.
- Dimensión cero.

Ecuación general de balance de materia para yacimientos de petróleo:

La ecuación de balance de materia para yacimientos de petróleo, está diseñada para yacimientos subsaturados y saturados.

La ecuación describe

$$V_T = V_G + V_O + V_W V_R \dots \dots \dots (1.14)$$

Considerando la variación con el tiempo y el volumen poroso total es constante, por lo tanto no varía; la ecuación queda:

$$0 = \Delta V_G + \Delta V_O + \Delta V_W + \Delta V_R \dots \dots \dots (1.15)$$

Luego de realizar el balance por cada uno (Aceite, gas, agua proveniente de acuífero y roca), y organizando y agrupando los términos con N al lado izquierdo y con N_P al lado derecho, se tiene:

$$N \left[B_o - B_{oi} + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g (B_{gi} - R_s) + B_{oi} (1 + m) \left(\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \right] = N_P [B_o + B_g (R_p - R_s)] - B_w (W_e - W_p) \dots (1.16)$$

Dónde:

N : Aceite original in-situ, BF.

N_P : Aceite producido acumulado, BF.

B_o y B_w : Factor volumétrico de formación de aceite y de agua, bbl/BF.

m : Tamaño inicial de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo.

B_g : Factor volumétrico de formación del gas, bbl/pcn.

R_p : Relación gas-petróleo acumulada, pcn/BF.

R_s : Relación gas-petróleo, pcn/BF.

W_e : Intrusión de agua acumulada, BF.

W_p : Agua producida acumulada, BF.

S_w : Saturación de agua, Fracción.

C_w : Compresibilidad de agua, 1/psi.

C_f : Compresibilidad del volumen poroso, 1/psi.

ΔP : Caída de presión estática de yacimiento, psia.

i : Condiciones iniciales.

Entre las aplicaciones principales de la EBM se tiene: Determinar el OOIP, evaluar W_e conociendo N , predecir el comportamiento y el recobro final de yacimientos especialmente lo que sufren depleción y evaluar factores de recobro.

1.6. MODELO COMPOSICIONAL

Puede ser considerado como una generalización del modelo black oil. Se requieren un modelo de simulación de yacimiento composicional cuando efectos de transferencia de masa en la interface son significativos que ocurren en el proceso de desplazamiento del fluido. Este modelo por lo general define tres fases (gas, petróleo y agua) pero las composiciones reales de las fases del petróleo y gas explícitamente son reconocidos debido a su comportamiento PVT más complicado. Es decir los componentes separados (C_1 , C_2 , C_3 , etc.) en las fases del petróleo y de gas explícitamente son rastreados.

La conservación de masas es aplicada a cada componente (el petróleo, el gas y agua) como en el modelo black oil.

Los ejemplos de los procesos de yacimiento que pueden ser modelados usando un modelo composicional incluyen:

- Inyección de gas con el petróleo movable por primer contacto o desarrollado (multi-contacto) miscibilidad (por ejemplo influjo de CO_2).
- La simulación de inyección de gas cerca en yacimientos que se encuentran cerca de condiciones críticas.

- Procesos de recirculación de gas en yacimientos condensados

Este modelo se basa en la composición del fluido proveniente del yacimiento tomando en cuenta todas las fracciones de petróleo tanto livianas como pesadas, y la aplicación de correlaciones empíricas para simular las fases presentes a determinadas condiciones de presión y temperatura basadas en las ecuaciones termodinámicas de equilibrio para las fases líquidas y la fase de gas.

El modelo Composicional es un método más exacto, pero a su vez es más complicado, este modelo es justificado para cálculo de problemas de fluidos volátiles necesitando un cálculo de transferencia de calor riguroso.

Un modelo Composicional permite ser estimado mediante las propiedades físicas de los fluidos dentro de un rango de presiones y temperaturas encontradas por los fluidos. El modelo de fluidos es hecho por fracciones de componentes puros tales como el Metano, y fracciones pesadas del petróleo. Las fracciones pesadas son usadas para estimar el comportamiento de los grupos de compuestos pesados.

2. ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS SOFTWARE

2.1. OILFIELD MANAGER (OFM)

OFM es un software administrador de bases de datos que permite a ingenieros y geólogos monitorear, supervisar y analizar datos de yacimiento y de pozo; constituyéndose en una de las mejores herramientas del mercado para la supervisión de la producción. Contiene un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas en sus etapas de exploración y producción. Ofrece la flexibilidad de integrar los datos de producción y de yacimiento. Permite hacer predicciones de producción más exactas en menor tiempo con técnicas mejoradas de ingeniería.

OFM incluye herramientas como mapas base, reportes, gráficas, mapas y análisis de curvas de declinación, entre otros, que permiten enfocar los proyectos en el mejoramiento de la producción. Además, de permitir la adición de nuevos pozos a proyectos en curso.

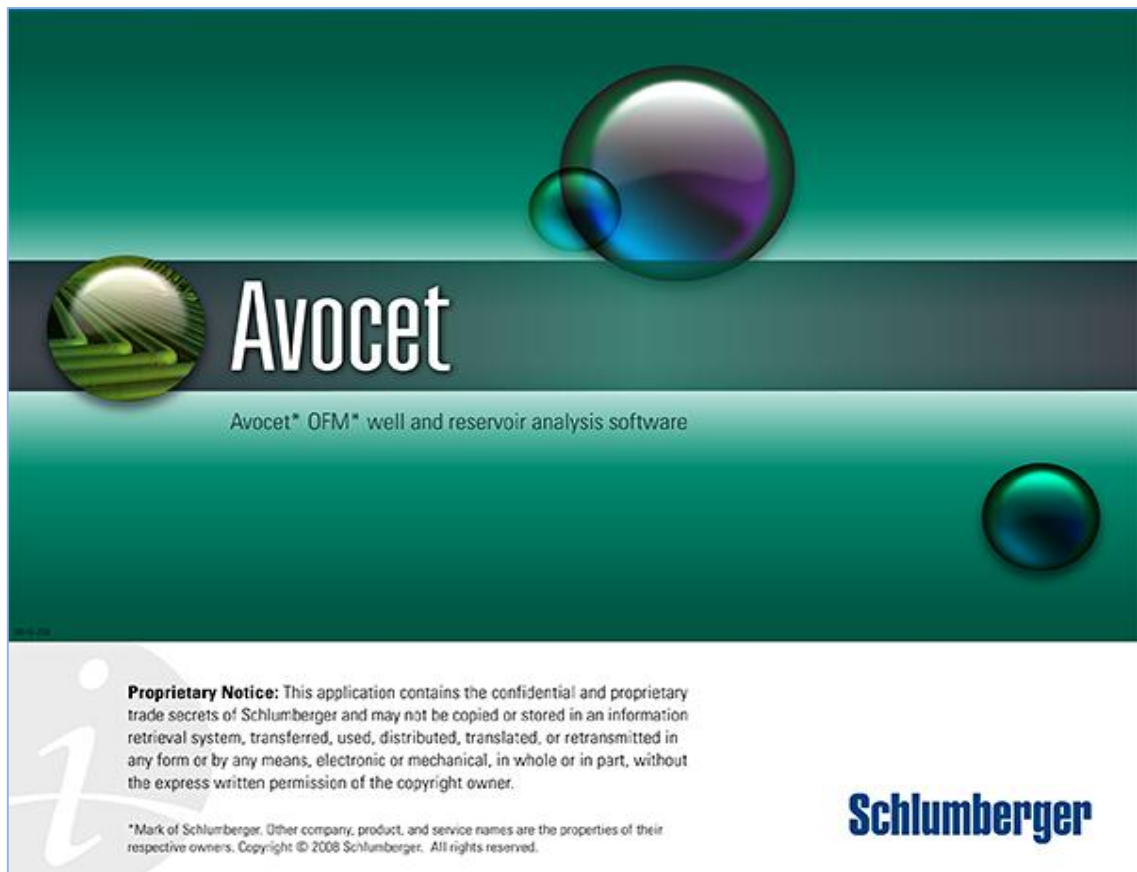
El análisis de curvas de declinación es una técnica efectiva para pozos con suficiente historia de producción. Para pozos con poca o ninguna historia, pozos produciendo en régimen transitorio y para pozos horizontales o fracturados OFM utiliza técnicas de predicción analítica para generar modelos de pozos y fluidos basados en las reservas estimadas. Además OFM calcula el factor de compresibilidad (z) y otros parámetros del fluido y de roca a partir de las propiedades del yacimiento y cálculos PVT, para campos de gas.

Los beneficios que ofrece OFM se describen a continuación:

- Un manejo eficiente de campos de gas y aceite a lo largo de la exploración y producción.

- Toma de decisiones apropiadas basado en datos de producción actualizados.
- Detección temprana de problemas de pozo.
- Predicción de producción más precisa, con poca o ninguna historia de producción, mediante el uso de datos analíticos.
- Mejores resultados de predicción en el análisis P/Z para las reservas de gas en un yacimiento con producción múltiple.

Figura 2 . Ventana de Inicio



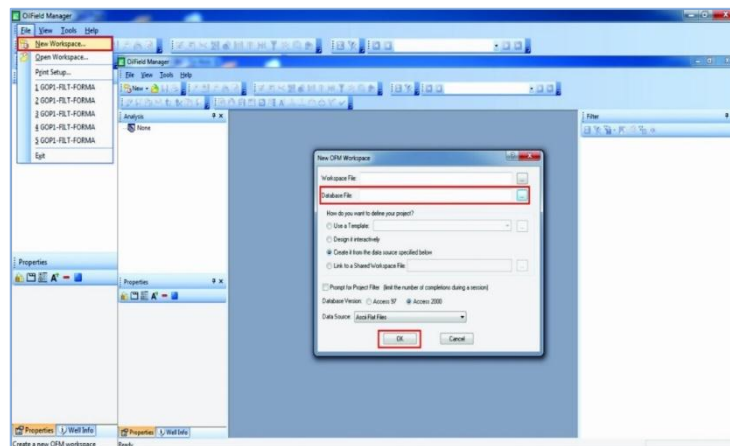
Fuente: Oilfield Manager Production Software²²

²² SCHLUMBERGER LIMITED. Oil Field Manager Well and Reservoir Analysis Software, 2009. Schlumberger 2015. ALL RIGHTS RESERVED.

2.1.1. Creación de un proyecto. La elaboración de un proyecto en OFM requiere de una base de datos en donde este almacenada la información necesaria para el análisis a realizar. Esta base de datos debe estar contenida en un archivo estándar de texto tipo ASCII con extensión (.mdb), la cual se puede crear mediante la herramienta Microsoft Access, esta base de datos debe contener información de yacimientos, completamiento y producción, con sus respectivas variables y unidades bien definidas, una vez recolectada la información se procede a cargar la base de datos a la plataforma de OFM.

Una vez el usuario ingrese al software se encontrara con la ventana principal en la cual se debe dirigir a la pestaña “file” y en esta ubicarse en “new workspace” para así empezar la selección de la base de datos y configuración del nuevo espacio de trabajo, como se observa en la figura 3.

Figura 3 . Ventanas para llegar a la creación de un nuevo Proyecto



Fuente: Oilfield Manager Production Software²³

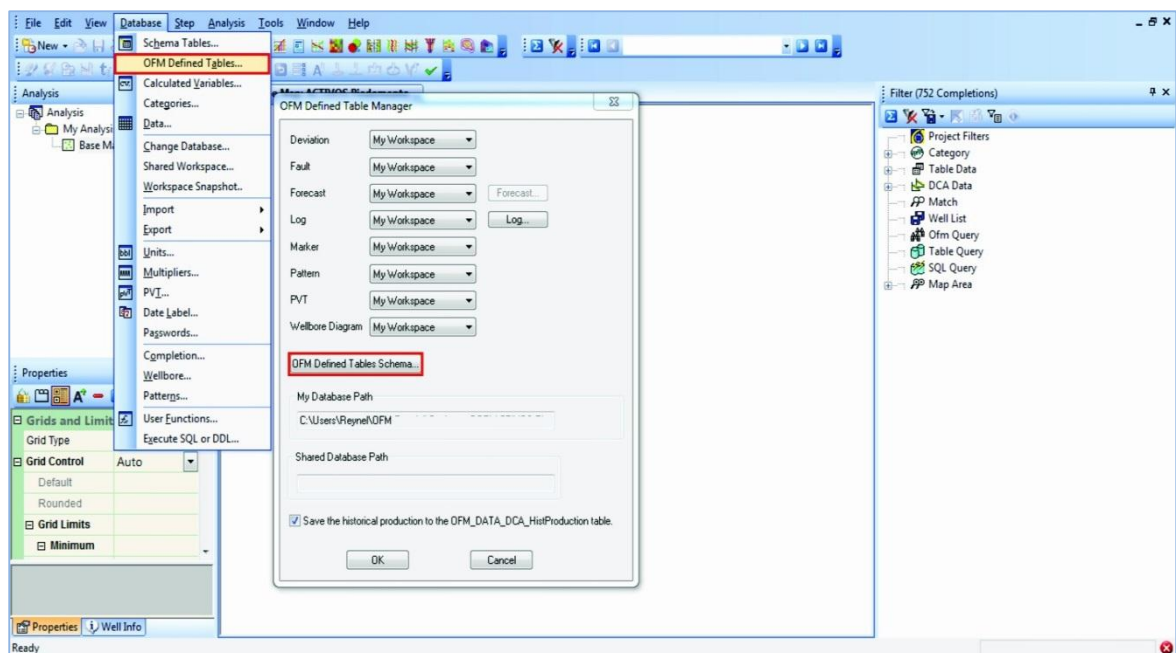
²³ SCHLUMBERGER LIMITED. Oil Field Manager Well and Reservoir Analysis Software, 2009. Schlumberger 2015.ALL RIGHTS RESERVED.

En algunas ocasiones el software no reconoce que tipo de datos son los que están en el archivo de Microsoft Access (.mdb), por lo tanto hay que hacerlo manualmente de la siguiente forma:

Database > OFM defined tables > OFM defined tables Schema (Figura 4).

Allí aparecerán las tablas que se han cargado correctamente y las tablas que faltan por cargar, además debe definir qué tipo de datos son los que se están introduciendo de las tablas, es decir, si son tablas dinámicas, estáticas o maestras. La anterior caracterización depende del tipo de datos que posee la tabla si estos datos cambian con el tiempo o son datos constantes.

Figura 4. Pestaña en la que se define el tipo de dato que se está cargando.

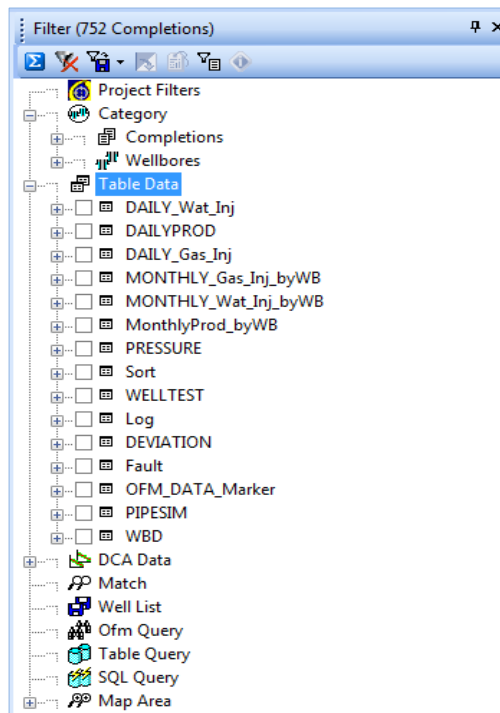


Fuente: Oilfield Manager Production Software²⁴

²⁴ SCHLUMBERGER LIMITED. Oil Field Manager Well and Reservoir Analysis Software, 2009. Schlumberger 2015. ALL RIGHTS RESERVED.

2.1.2. Manejo de filtros. OFM es una herramienta que se maneja por medio de filtros, estos aparecen en la parte derecha del software, para cada estudio que se quiera realizar con esta herramienta es necesario que primero sea filtrada la información o datos con los que se va a trabajar, estos filtros se clasifican en diferentes categorías como lo son pozos, completamientos, zonas productoras, campos, formaciones, entre muchas otras, como se puede observar en la figura 5; ya que también permite crear filtros a conveniencia del usuario, adicionalmente, cuando se quiera trabajar con un grupo de una categoría de filtros es necesario utilizar el botón sumatoria que está en la parte superior de la ventana de filtros.

Figura 5. Filtros.



Fuente: Oilfield Manager Production Software²⁵

²⁵ SCHLUMBERGER LIMITED. Oil Field Manager Well and Reservoir Analysis Software, 2009. Schlumberger 2015.ALL RIGHTS RESERVED.

2.1.3. Pronósticos de producción (FORECAST). Para realizar el pronóstico de producción es necesario que primero se haya filtrado la información con la que se va a trabajar, es decir, con un pozo o un grupo de pozos, con una zona productora o un grupo de zonas productoras, con pozos que producen en ciertas fechas, y muchas otras opciones según sea necesario para el estudio que se va a realizar, los pasos a seguir para realizar el pronóstico son los siguientes: Seleccione Analysis> Forecast. La barra de herramientas con pestañas pronóstico se muestra en el Ventana principal OFM.

En ocasiones aparece de inmediato la gráfica de pronóstico, en algunos otros casos no aparece y solo se observa un escenario en blanco, en este caso se debe configurar el escenario de trabajo, señalando que datos utilice el software para realizar el pronóstico y qué tipo de declinación, para ello hay que hacer lo siguiente:

Seleccione Edit>Scenariio, y se abrirá la ventana del escenario de pronóstico donde se encuentran tres pestañas: Flow Model, Forecast y Calculated.

En la ventana de “Forecast” (Figura 6), es donde se definen los tiempos en los que se quiera realizar el pronóstico, es decir, se tiene la libertad de decir desde donde inicie el pronóstico y desde que caudal inicie, también la libertad de escoger el límite de tiempo en meses o la fecha hasta la que se decida hacer el pronóstico, de igual manera es posible limitar la producción si es necesidad del usuario.

Es en esta ventana donde se escogerá el tipo de declinación, ya sea hiperbólico, exponencial o armónico, este software tiene una ventaja, ya que si se deja marcada la opción de regresión histórica, el mismo software hará una regresión y decidirá qué tipo de declinación es la más conveniente para el caso que se esté realizando; la información necesaria para realizar un pronóstico con OFM se muestra en la tabla 1.

Figura 6. Ventana de Forecast.

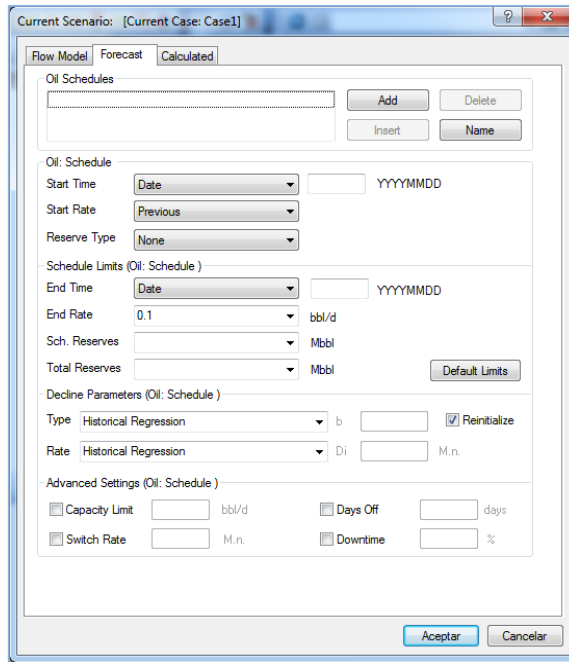
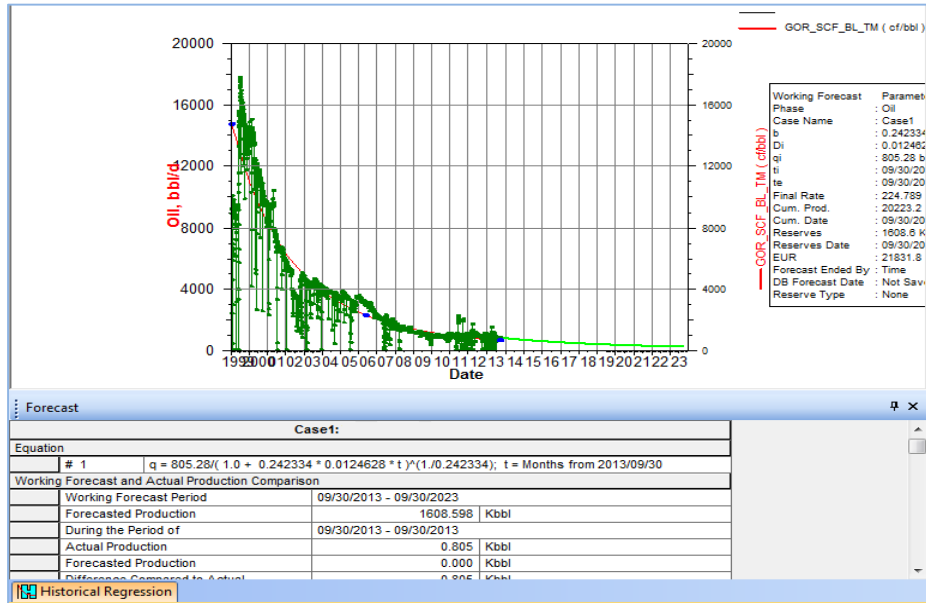


Tabla 1. Data necesaria para iniciar un proyecto (OFM).

Data solicitada por el software	Descripción
Data de producción	Historial de producción de los fluidos del yacimiento con sus respectivas fechas.
BS&W GOR	Datos requeridos para mejorar el ajuste del pronóstico a una producción más real.
Día de inicio y fin de la predicción	Fechas guías para el desarrollo del pronóstico.
Método para realizar el pronóstico.	Curvas de Fetkovich , Arps(Exponencial, Hiperbólico o Armónico)
Presiones Permeabilidad Well Test Porosidad Espesores	Información requerida para trabajar en los diversos módulos que ofrece el software, pero que será necesaria para los cálculos que automáticamente realiza.

Una vez se establezcan todos los parámetros requeridos se aceptan las condiciones establecidas y aparecerá el grafico de producción y el grafico del pronóstico como se muestra en la figura 7.

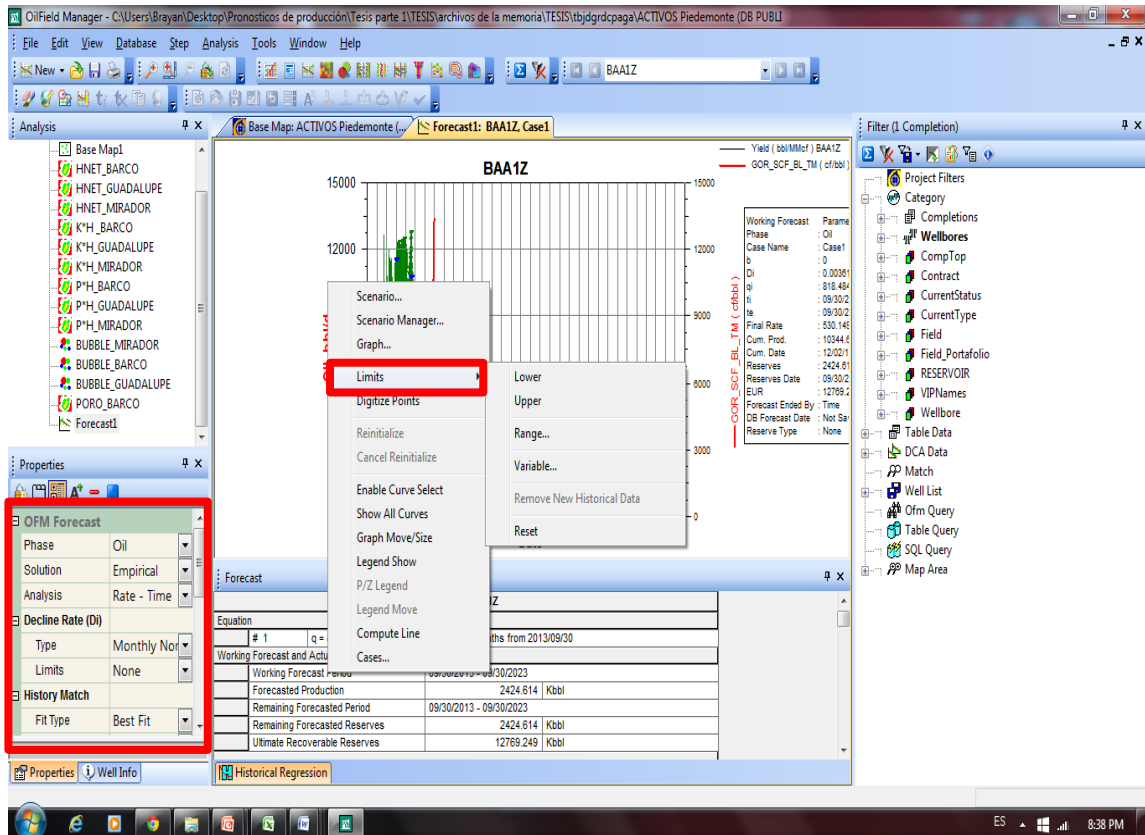
Figura 7 . Forecast.



- Cálculo del Pronóstico:** OFM ofrece la posibilidad de escoger que método se desea utilizar para realizar el pronóstico de producción resolviendo las ecuaciones de Arps: exponencial, hiperbólica y armónica. Una vez seleccionado el tipo de declinación se obtiene el grafico del histórico de producción en contraste con el pronóstico, el software brinda la posibilidad de obviar los datos de producción que estén por fuera de la tendencia que presenta la producción ya sean por encima o debajo de la tendencia(Clic derecho>Limits>Lower/Upper, Figura 8), con el fin de ajustar de mejor manera la declinación del pronóstico y no generar un pronóstico incorrecto debido a datos aislados de producción el resto de trabajo de autoajuste que realiza el software es debido a un algoritmo que la empresa ha desarrollado

gracias a estudios y experiencia en sus intervenciones en la industria petrolera y que por motivos de confidencialidad no puede ser revelado.

Figura 8. Configuración del pronóstico y delimitación.



2.2. VALUE NAVIGATOR (Val Nav)

Val Nav es una herramienta completa para realizar pronósticos de producción a través del análisis de curvas de declinación y para la creación de curvas tipo de un conjunto de pozos análogos. Con el fin de generar pronósticos confiables, el software integra tres componentes:

- Estimación técnica de los volúmenes recuperables a través del análisis de los datos de disminución de producción existentes o por medio de análisis analógico y la generación de curvas tipo.
- Evaluación económica del pronóstico de producción para establecer el valor de las reservas.
- Recopilación y reporte de los datos de producción.

Val Nav fue construido con un estricto apego a los principios de ingeniería y las teorías de declive. De igual manera todo el entorno de trabajo asegura entradas y pasos sencillos que eliminan errores que se ven reflejados en cálculos más exactos. Con este solo producto, los usuarios utilizan las herramientas establecidas para:

- Evaluación de proyectos
- Evaluación y gestión de las Reservas
- Evaluación del presupuesto
- Evaluación de Adquisición
- Optimización de la producción y análisis de la misma.

2.2.1. Creación de un Proyecto. Un proyecto es creado y mantenido por el Administrador del Proyecto. Los datos de producción deben ser importados desde una fuente externa de datos y la información específica de organización se puede agregar al proyecto. (Pulse F1 en el teclado en cualquier momento para acceder a la ayuda sensible al contexto, o mueva el ratón sobre un elemento para mostrar información de herramientas).

El Administrador de Proyecto abre automáticamente al iniciar Val Nav y se puede acceder desde el interior de Val Nav mediante Archivo> Abrir. El Administrador de Proyecto muestra sus proyectos recientes y tiene cuatro opciones de proyecto (Figura 9).

Figura 9. Pantalla de creación de proyecto.



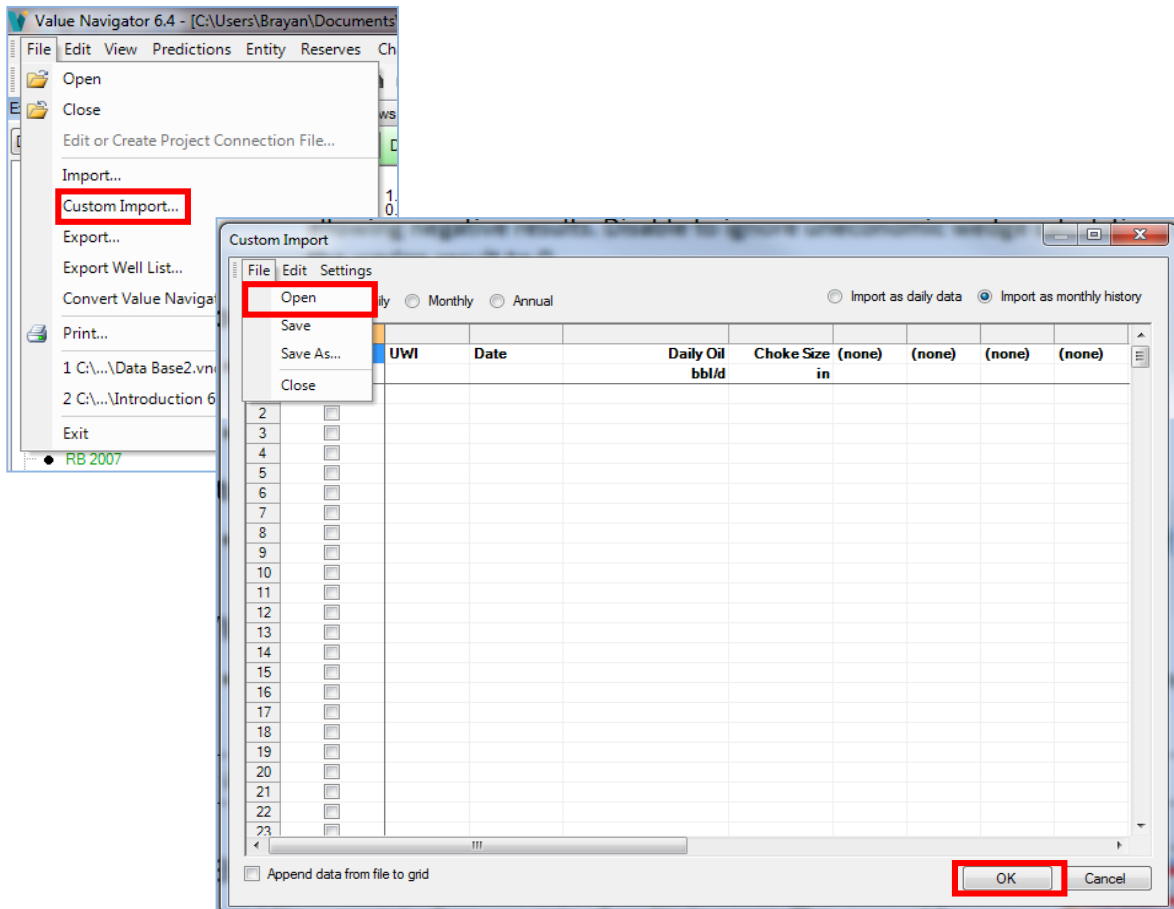
Fuente: Value Navigator Software.²⁶

- Crear nuevo proyecto: Utilice esta opción para crear un proyecto vacío.
- Crear a partir de importación: Utilice esta opción para crear un proyecto a partir de un archivo de datos de producción.
- Convertir 5.2 Proyecto: Utilice esta opción para convertir un proyecto Val Nav 5.2 V6.
- Examinar: Utilice esta opción para encontrar un proyecto que no aparece en la lista de proyectos Launcher.

La elaboración de un proyecto en Val Nav a partir de la importación de datos es posible con un archivo de producción (como *.vna) o un archivo XML que contiene por defecto los datos globales en una única fuente para facilitar el mantenimiento y los datos del proyecto. Los archivos mencionados anteriormente se cargan siguiendo esta dirección: File > Custom Import > File > Open, se busca el archivo a cargar y da clic en “OK” como se muestra en la figura 10.

²⁶ ENERGY NAVIGATOR. Value Navigator 6, 2015. Energy Navigator 2015.ALL RIGHTS RESERVED.

Figura 10. Módulo de carga de datos.



Fuente: Value Navigator Software.²⁷

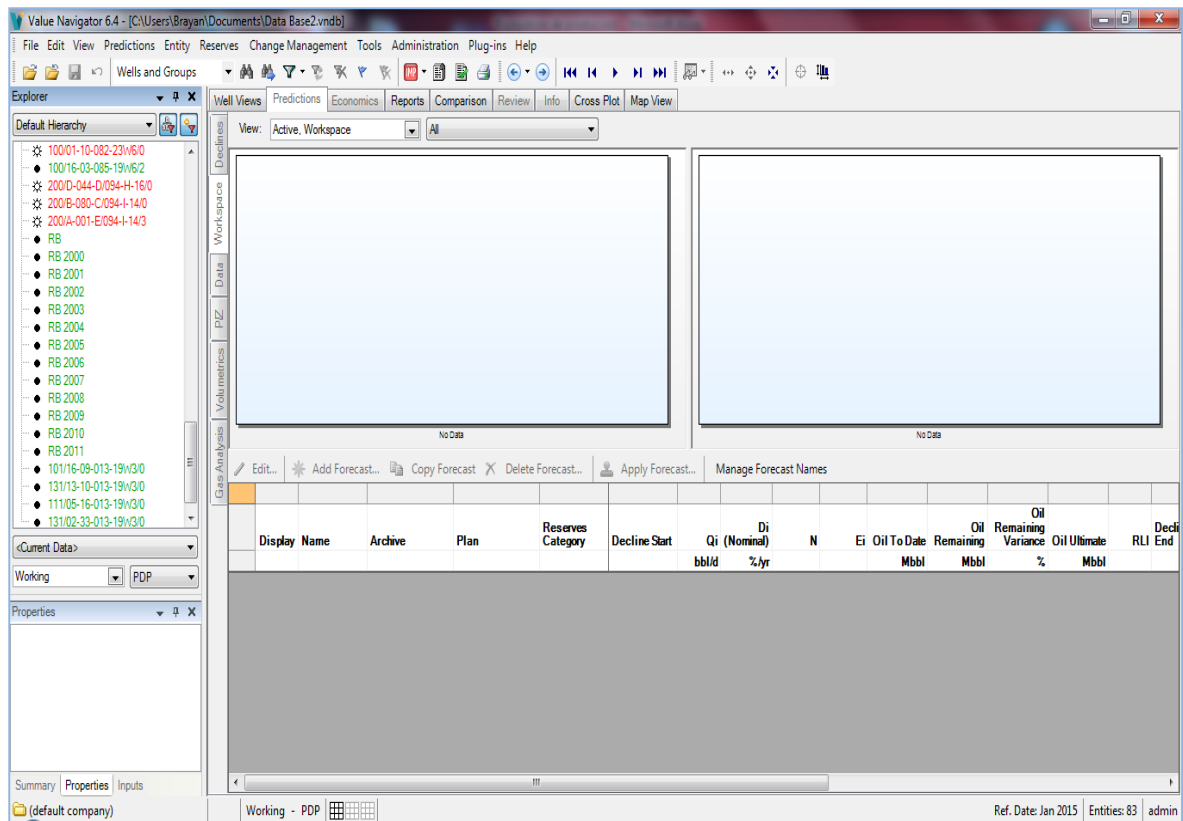
La data cargada será visible en la pantalla en una interfaz en la que debemos seleccionar si los datos cargados son semanales o mensuales y de igual manera se pueden verificar las unidades de los datos, en esta parte se puede habilitar o no la información que creamos necesaria.

Con la información cargada en el programa, la pantalla principal mostrara los pozos cargados según sus nombres en la parte izquierda de la pantalla representados por

²⁷ ENERGY NAVIGATOR. Value Naviator 6, 2015. Energy Navigator 2015.ALL RIGHTS RESERVED.

símbolos si son productores de aceite (●) o gas (☀) respectivamente, varias barras de herramientas en la parte superior, y un área vacía que posteriormente se utiliza para los plots.

Figura 11. Espacio de trabajo.



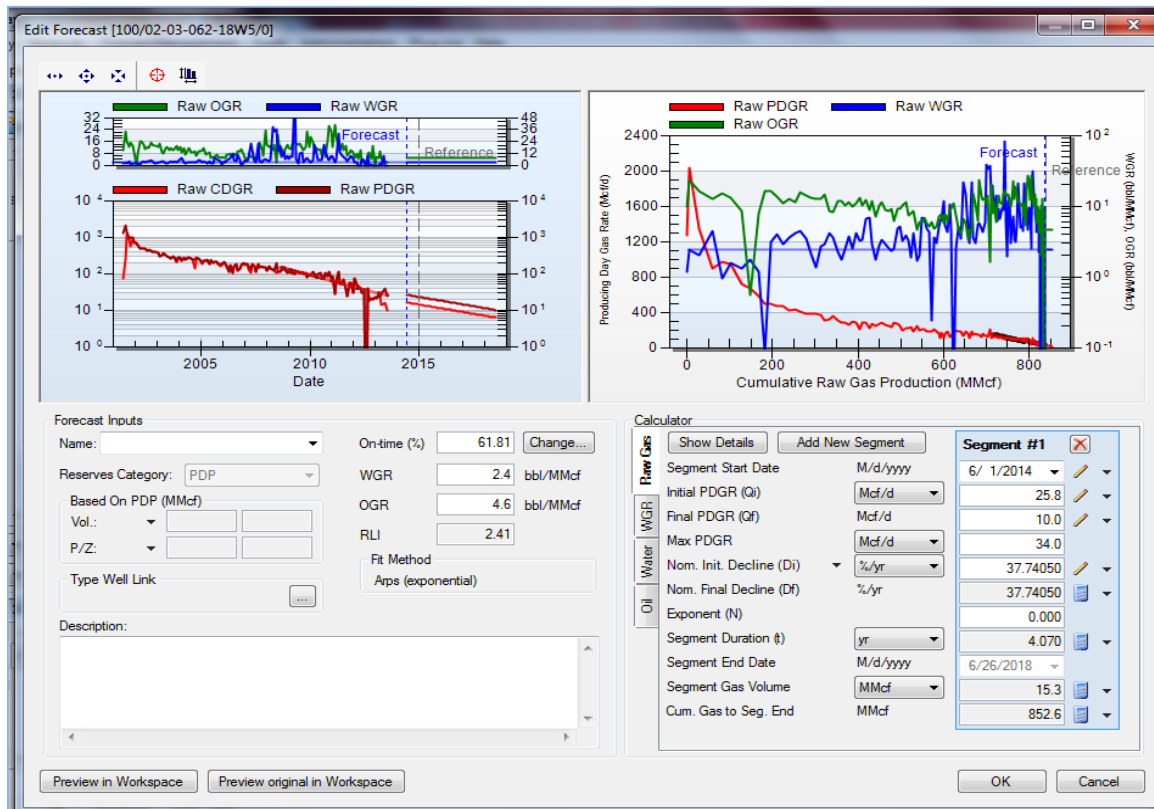
Fuente: Value Navigator Software.²⁸

Para empezar a realizar cualquier análisis se debe seleccionar un pozo, una vez seleccionado se habilita el área de trabajo en la cual navegaremos con ayuda de las pestañas que aparecen tanto horizontal como vertical.

²⁸ ENERGY NAVIGATOR. Value Naviator 6, 2015. Energy Navigator 2015.ALL RIGHTS RESERVED.

2.2.2. Pronósticos de Producción (FORECAST). Tan pronto seleccione un pozo el software genera un gráfico de la producción de crudo versus el tiempo en la pestaña “Predictions”, para empezar a trabajar el forecast se debe dar clic en la pestaña “Workspace”, y es en esta donde se puede configurar forecast (Figura 12).

Figura 12. Editar forecast.

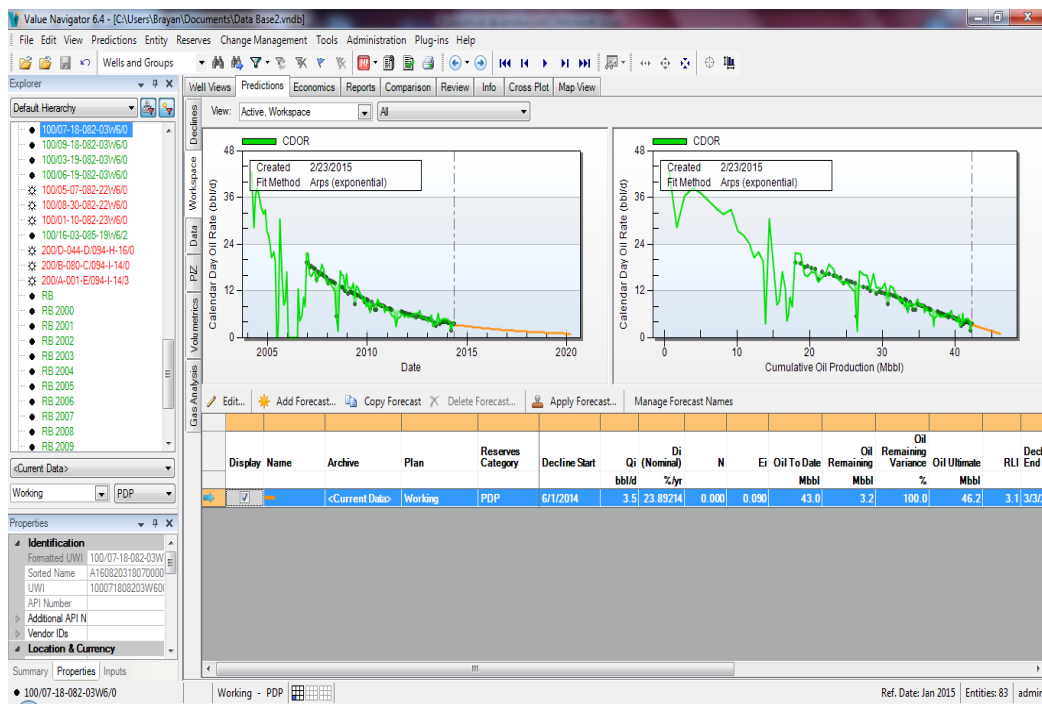


Luego de establecer todos los parámetros y aceptar las condiciones establecidas, aparecerá el gráfico de producción y el de pronóstico como se muestra en la figura 13, en este paso aún podemos configurar o realizar cambios al pronóstico tales como fechas de inicio y final del cálculo. El software selecciona el método más ajustado para el forecast y requiere unos datos mínimos para realizar el forecast (Tabla 2).

Tabla 2. Data necesaria para iniciar proyecto (Val Nav).

Data solicitada por el software	Descripción
Data de producción	Historial de producción con sus respectivas fechas de los fluidos del yacimiento.
BS&W	Datos requeridos para mejorar el ajuste del pronóstico a una producción más real.
GOR	
Día de inicio y fin de la predicción	Fechas guías para el desarrollo del pronóstico.

Figura 13. Módulo de Forecast.



- **Cálculo del Pronóstico:** Value Navigator (Val Nav) al igual que cualquier empresa generadora de software y conocimiento debe manejar cierta información como privada ya que son los resultados de investigaciones propias de la empresa y

son los resultados de esas investigaciones lo que logra diferenciar un software en específico de otro software que realicen los mismos cálculos.

Aun así, a continuación se mostraran los pasos que utiliza el software para realizar el cálculo sin entrar en detalles profundos. Pero que darán una idea de cómo es el proceso.

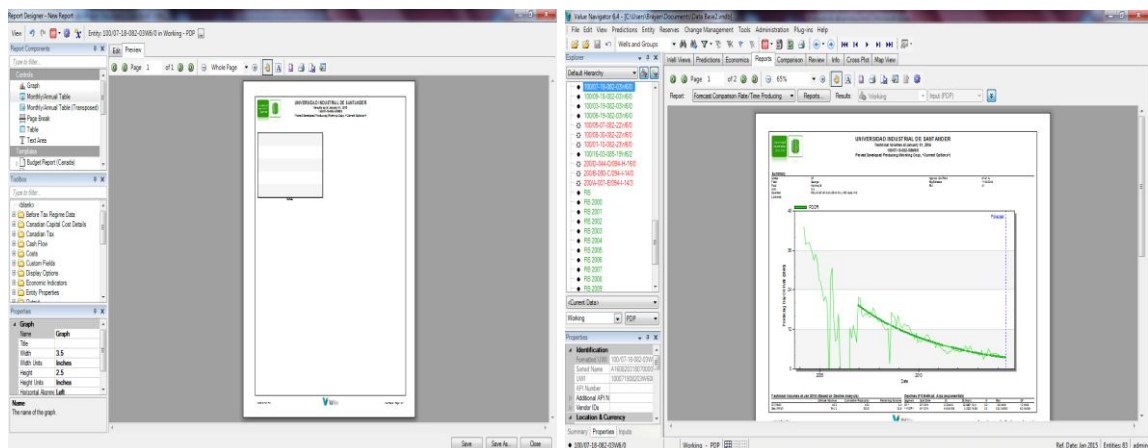
- i. El software soluciona las ecuaciones de Arps: exponencial, armónica e hiperbólica. Además, a través de la configuración de opciones ofrecidas, es posible realizar una solución con un modelo que ellos llaman súper-hiperbólico, este modelo tiene un exponente hiperbólico más grande que uno (1), combinado con un exponencial.
- ii. Automáticamente se detectan y rechazan los datos erróneos. El algoritmo con el cual el software decide que es un dato erróneo también es propiedad de la empresa, esta operación de escoger que dato es erróneo y cual no lo es no se basa en una desviación fija desde el mejor ajuste. La selección de datos está basada en el error absoluto y el número de datos en el ajuste y es sensible a la calidad de los datos, es decir, un conjunto de datos sin problemas tendrá una tolerancia de error baja y la tolerancia para un conjunto de datos robusta será mayor.
- iii. Debido a que se están rechazando los datos erróneos todos los ajustes se hacen con el caudal en función del tiempo, ya que no se puede desechar datos malos si se trabaja caudal versus acumulados porque el dato que se considera erróneo afecta el acumulado.
- iv. Cuando se cuenta con las horas de producción, el software ajusta la producción en función de la producción acumulada en el tiempo.
- v. Para el ajuste, la herramienta calcula en qué momento se produce la tasa promedio del mes, no asume una tasa de promedio del mes o a finales del mismo los cálculos son lo más precisos posibles.

vi. La herramienta software busca soluciones internas para el conjunto de datos ingresados. El software ubica el error para ajustarlo, una vez se solucione se extenderá a toda la data de producción multiplicando el caudal inicial por la constante que genero el mejor ajuste para que alinee con las tasas actuales.

Finalmente, cabe aclarar que la solución y el auto ajuste que el software realiza es acertado la mayoría de las veces, aun así es responsabilidad de los usuarios realizar un auto proceso de calidad para identificar errores y con la facilidad de manejo que ofrece el software es fácil hacer aquellas correcciones.

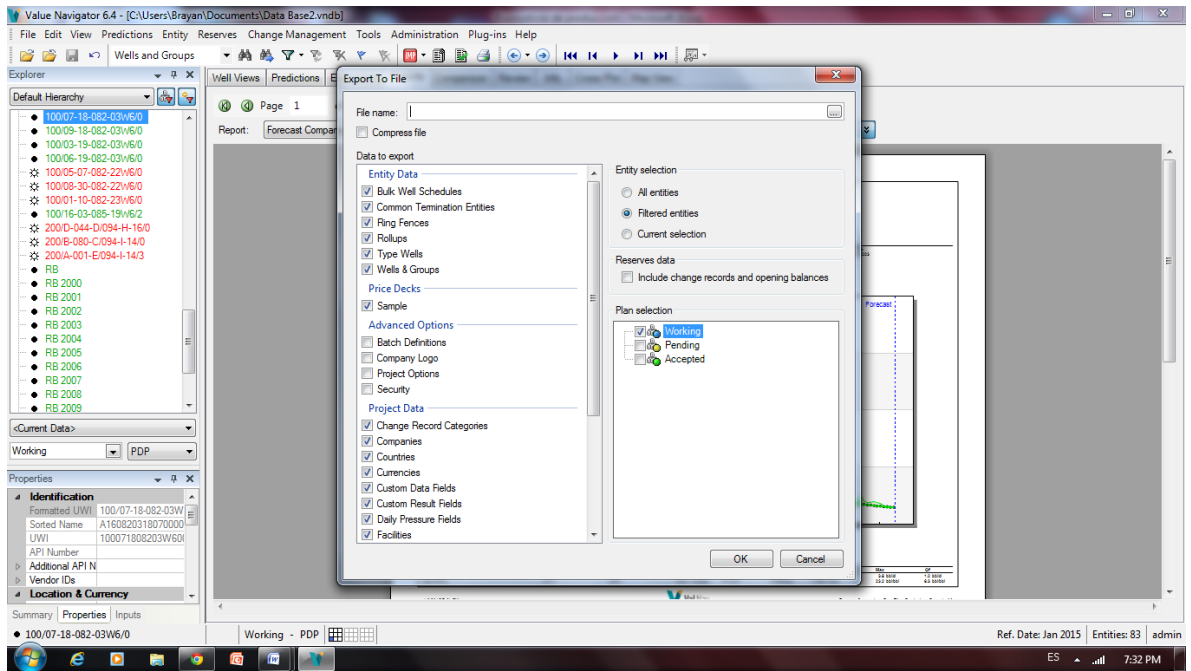
2.2.3. Reportes. El software posee una pestaña dedicada a los reportes, en la cual se puede configurar desde el logo de la empresa, hasta las gráficas y ubicación de las mismas como se muestra en la figura 14.

Figura 14 . Reportes.



Para obtener los datos es posible exportarlos a un archivo .data o realizar una copia desde las vistas que ofrece el software directamente a un archivo .exce.

Figura 15. Extracción de data.



The screenshot shows the 'Declines/Wellhead' report in Value Navigator 6.4. The report displays a table of production data for the well 100/07-18-082-03W6/0. The table includes columns for Product, Well Count, Oil PD Rate, Oil CD Rate, Oil Cumulative, Oil Cut, and Hours. The data is shown for the period from January 2015 to September 2016.

Product	Well Count	Oil PD Rate	Oil CD Rate	Oil Cumulative	Oil Cut	Hours
Type		bbbl/d	bbbl/d	bbbl	%	hr
Jan 2015	1.00	3.07	2.82	43,045.72	14.86	681.56
Feb 2015	1.00	3.02	2.77	43,123.18	14.89	615.60
Mar 2015	1.00	2.97	2.72	43,207.44	14.91	681.56
Apr 2015	1.00	2.91	2.67	43,287.51	14.94	659.57
May 2015	1.00	2.86	2.62	43,368.74	14.96	681.56
Jun 2015	1.00	2.81	2.57	43,445.94	14.99	659.57
Jul 2015	1.00	2.76	2.53	43,524.26	15.01	681.56
Aug 2015	1.00	2.71	2.48	43,601.14	15.03	681.56
Sep 2015	1.00	2.66	2.44	43,674.19	15.06	659.57
Oct 2015	1.00	2.61	2.39	43,748.31	15.08	681.56
Nov 2015	1.00	2.56	2.35	43,818.74	15.10	659.57
Dec 2015	1.00	2.52	2.31	43,890.20	15.12	681.56
Jan 2016	1.00	2.47	2.26	43,960.34	15.15	681.56
Feb 2016	1.00	2.43	2.22	44,024.79	15.17	637.59
Mar 2016	1.00	2.38	2.18	44,092.46	15.19	681.56
Apr 2016	1.00	2.34	2.14	44,156.76	15.21	659.57
May 2016	1.00	2.30	2.10	44,222.00	15.23	681.56
Jun 2016	1.00	2.26	2.07	44,283.99	15.25	659.57
Jul 2016	1.00	2.21	2.03	44,346.88	15.27	681.56
Aug 2016	1.00	2.17	1.99	44,408.62	15.29	681.56
Sep 2016	1.00	2.13	1.96	44,467.29	15.31	659.57

2.3. ECRIN V4.3.0 (Topaze NL)

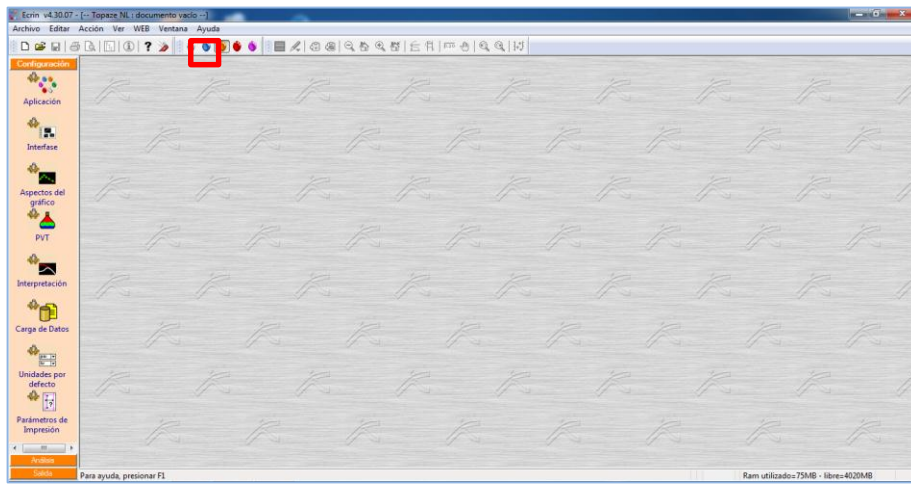
Ecrin es un conjunto integrado de ingeniería que tiene como objetivo ser el mejor conjunto de herramientas de análisis y modelado de datos dinámicos de yacimientos. Los módulos de Ecrin incluyen análisis de presión transitoria (Saphir NL), el análisis de la producción (Topaze NL), ajuste histórico Fullfield (Rubis) y el análisis de rendimiento del pozo (Amatista).

La abundancia de datos de medidores permanentes ha significado que los usuarios son capaces de obtener respuestas que antes sólo estaban disponibles a partir de pruebas transitorias. Esta información tiene la ventaja de que está disponible sin costo adicional y sin producción diferida. Como se modela la producción a largo plazo, la evolución en el tiempo de la productividad del pozo también puede ser cuantificada. Por último, la predicción se basa en un modelo real en lugar de una función empírica.

En v4.20 Topaze NL integra parcelas especializadas adicionales y modelos analíticos y numéricos mejorados sustancialmente, especialmente adaptados a la gama baja permeabilidad de las formaciones no convencionales. Topaze NL, cuando se mantiene activamente bajo el listado de precios actual, también incluye el módulo de análisis de rendimiento.

2.3.1. Creación de un proyecto. Después de Iniciar Ecrin, en la barra de herramientas seleccionar el icono referente a Topaze. La ventana principal del programa se muestra con un panel de control hacia la izquierda, varias barras de herramientas en la parte superior, y un área vacía que posteriormente se utiliza para los plots (Figura 16). El proyecto a empezar y todos los datos solicitados son los que requiere el software para realizar el pronóstico (Tabla 3).

Figura 16. Pantalla de inicio.



Fuente: ECRIN software.²⁹

Tabla 3. Información necesaria para empezar el proyecto (Ecrin).

Datos solicitados por el software	Descripción
Datos de producción	Historial de producción, mínimo la fase aceite, con fechas, o por lapsos de tiempo de producción.
Datos del pozo	Espesores productores, radio del pozo, porosidad, profundidad.
Parámetros PVT	Factor volumétrico de formación, viscosidad, compresibilidad total
Datos históricos de Presión en cabeza de pozo	Se deben tener los datos de presión históricos de producción.
Parámetros del yacimiento	Deben definirse mínimo, La temperatura y la presión del yacimiento, además el GOR.
Tiempo de Pronóstico	El tiempo del pronóstico debe ser especificado en lapsos de tiempo y no por fechas, cada lapso de tiempo debe llevar la presión a la que va a estar trabajando el pozo.
Presión de lapsos de tiempo del Pronóstico	Debe especificarse una presión para cada lapso de tiempo que se establezca para el pronóstico.

²⁹ KAPPA. Petroleum Exploration & Production Software Training & Consulting. Topaze NL, V4.2. Kappa: 1987-2015.

El panel de control contiene 3 "pestañas" diferentes que pueden activarse haciendo clic en el botón correspondiente: Configuración, análisis y salida. Cuando el cursor del ratón se mueve por encima de cualquier botón de la barra o panel de control, una breve descripción de la opción correspondiente aparece en una ventana emergente y en la barra de estado.

Configuración es la página abierta cuando se inicia Topaze, este modo puede ser usado para definir permanente la configuración del usuario. Para crear un nuevo documento se debe dirigir al icono Nuevo en la barra de herramientas (o la opción Nuevo en el menú Archivo), esto abrirá una nueva ventana con las opciones iniciales para la creación del nuevo proyecto, descritas a continuación y en la figura 17.

- **Opciones principales:** la selección de la estructura del documento y el tiempo de referencia.
- **Información:** Pueden escribirse o pegar desde el portapapeles. Están impresos en la página del informe.
- **Unidades:** unidades del documento.
- **Comentarios:** una zona de texto en la que cualquier información relevante se puede escribir.

De igual manera el usuario puede elegir el tipo de análisis, el tipo de fluido y parámetros básicos en el módulo de fluido (Figura 18).

Tan pronto es seleccionado el tipo de análisis y de fluido, se abre el diálogo de parámetros PVT (Figura 19). En el caso del aceite, se pide sólo el factor de volumen de formación, la viscosidad y compresibilidad total.

Figura 17. Creación de un nuevo proyecto.

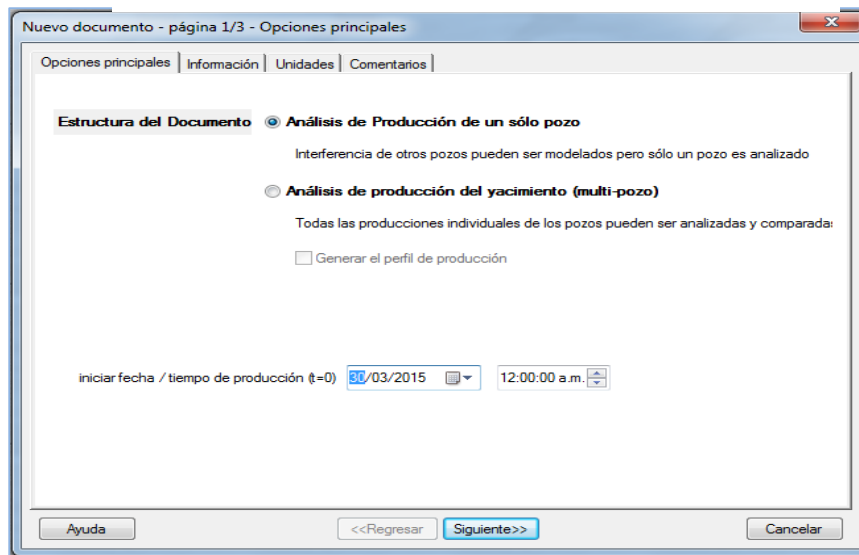


Figura 19. Módulo de Fluido.

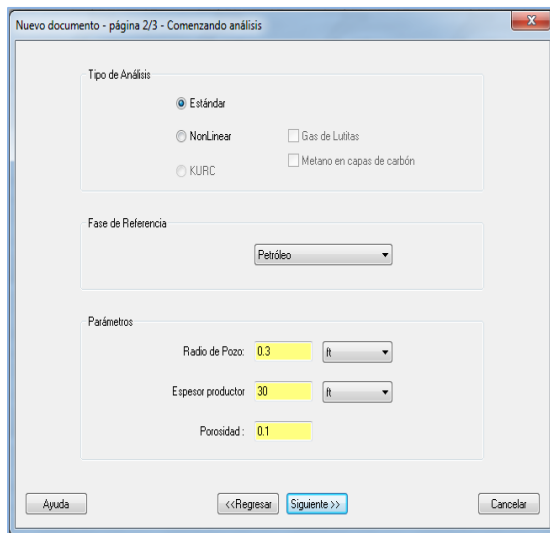
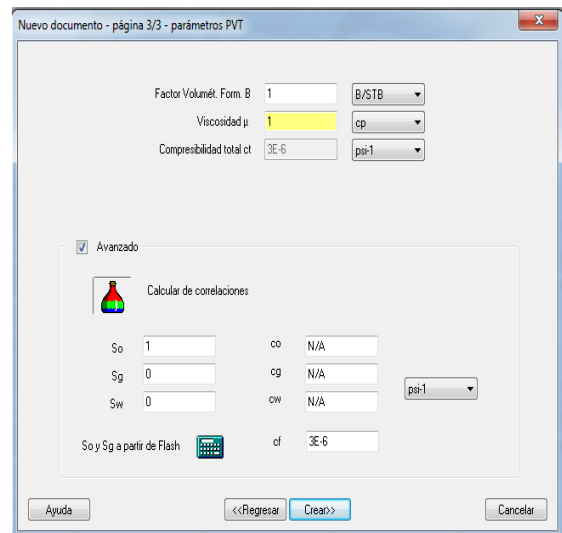


Figura 18. Módulo PVT.



Fuente: ECRIN software.³⁰

³⁰ KAPPA. Petroleum Exploration & Production Software Training & Consulting. Topaze NL, V4.2. Kappa: 1987-2015.

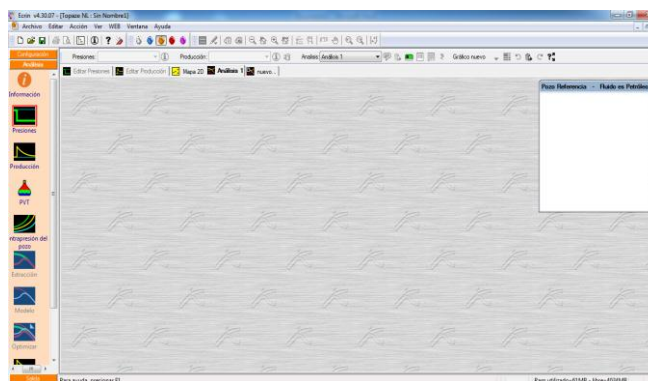
Pueden ser de entrada o calculado mediante la selección de "Avanzado" y haciendo clic en el icono del envase de color rojo con verde y azul.

Se pulsa crear para generar el nuevo documento y se activara en el panel de control la opción de análisis como se muestra en la figura 20.

Después de activarse en el panel de control de la izquierda la opción de análisis, se despliega la pestaña y aparecen cinco opciones habilitadas, las cuales son información, presiones, producción, PVT y contrapresión del pozo, cada opción excepto información, se utilizan para cargar los datos al software respectivamente a medida que se va avanzando en el proceso.

2.3.2. Carga del Historial de presiones. Para empezar a cargar los datos de presión, se pulsa en el panel de análisis la opción presiones, y desplegara una nueva ventana (Figura 21) la cual permite realizar la carga de datos desde diferentes orígenes, como lo son archivos tipo ASCII, PAS y Excel, también permite importar desde bases de datos, o desde otro documento de Ecrin, a su vez es posible desde el portapapeles o desde la digitación con el teclado.

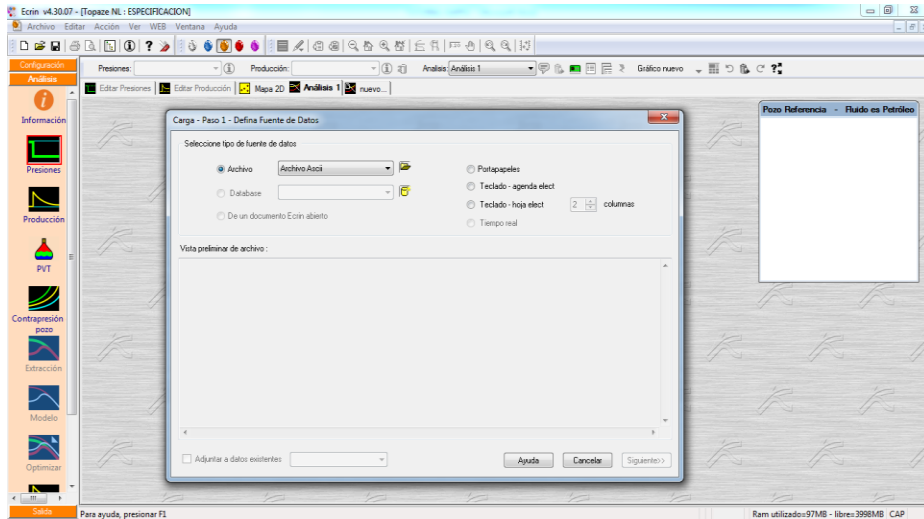
Figura 20. Opciones de Análisis.



Fuente: ECRIN software.³¹

³¹ KAPPA. Petroleum Exploration & Production Software Training & Consulting. Topaze NL, V4.2. Kappa: 1987-2015.

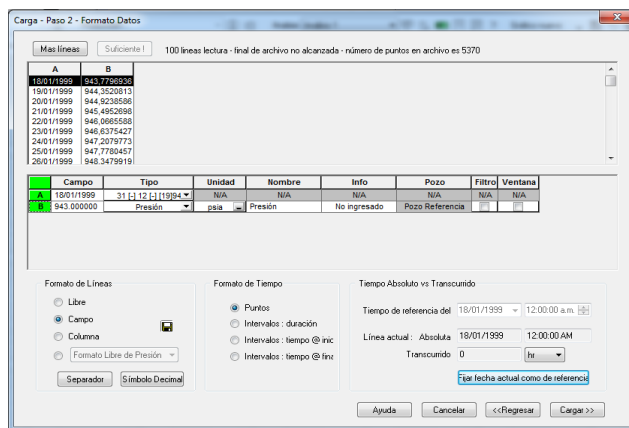
Figura 21. Análisis (Presiones).



Fuente: ECRIN software.³²

En el siguiente paso de carga de presiones el usuario debe definir unos parametros, como lo son el formato de lineas, el formato de tiempo, si esta por intervalos de tiempo o por puntos , y las unidades en las que esta cargando los datos, luego de definir esto podra concluir la carga de datos de presiones.

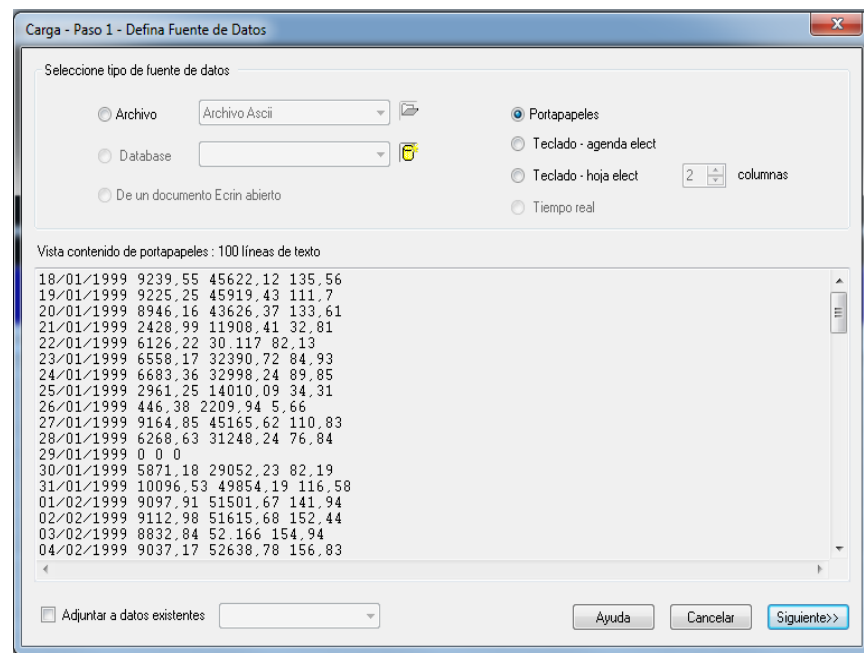
Figura 22. Módulo de carga de presiones.



³² KAPPA. Petroleum Exploration & Production Software Training & Consulting. Topaze NL, V4.2. Kappa: 1987-2015.

2.3.3. Carga del Historial de producción. De la misma manera que se realiza para cargar los datos de presión se realiza para la producción, Para iniciar la subida de los datos, se pulsa en el panel de análisis la opción producción, y desplegara una nueva ventana la cual permite realizar la carga de datos desde diferentes orígenes, como lo son archivos tipo ASCII, PAS y Excel (Figura 23), también permite importar desde bases de datos, o desde otro documento de Ecrin, también es posible desde el portapapeles y desde la digitación con el teclado.

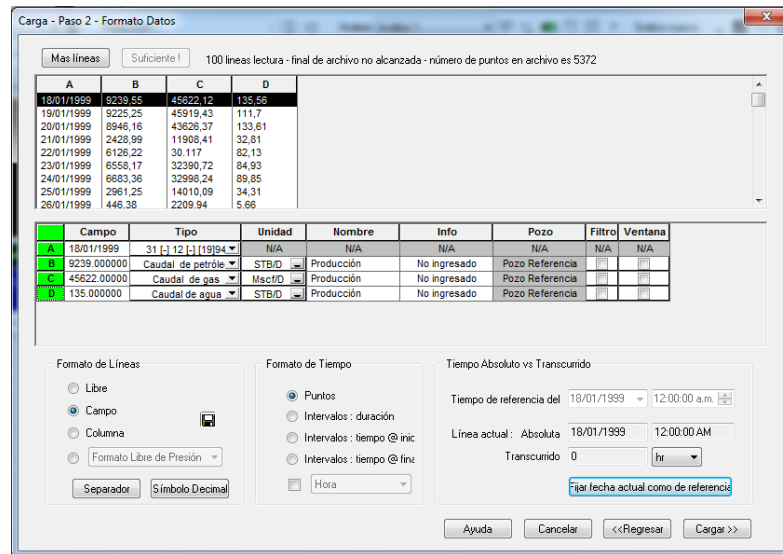
Figura 23. Carga de data de Producción.



Fuente: ECRIN software.

En el siguiente paso se determinan las unidades, fechas o lapsos de tiempo, también a qué tipo de fluido corresponde cada columna de datos de producción, luego de determinar esto, se cargan los datos al programa como lo muestra la Figura 24.

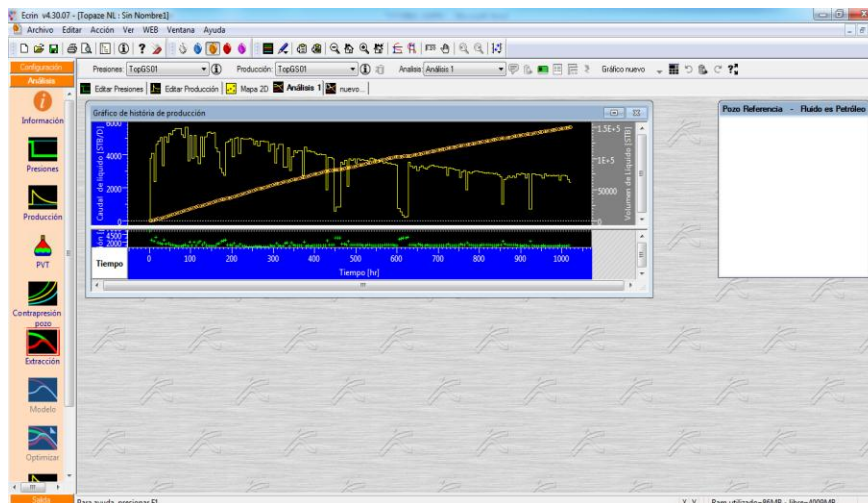
Figura 24. Modulo corrección de unidades.



Fuente: ECRIN software.

Un plot del histórico de producción (Figura 25) se crea automáticamente con la tasa en amarillo, y la producción acumulada en naranja (todos los valores predeterminados se pueden cambiar en Configuración - Aspecto Plot).

Figura 25. Histórico de producción.

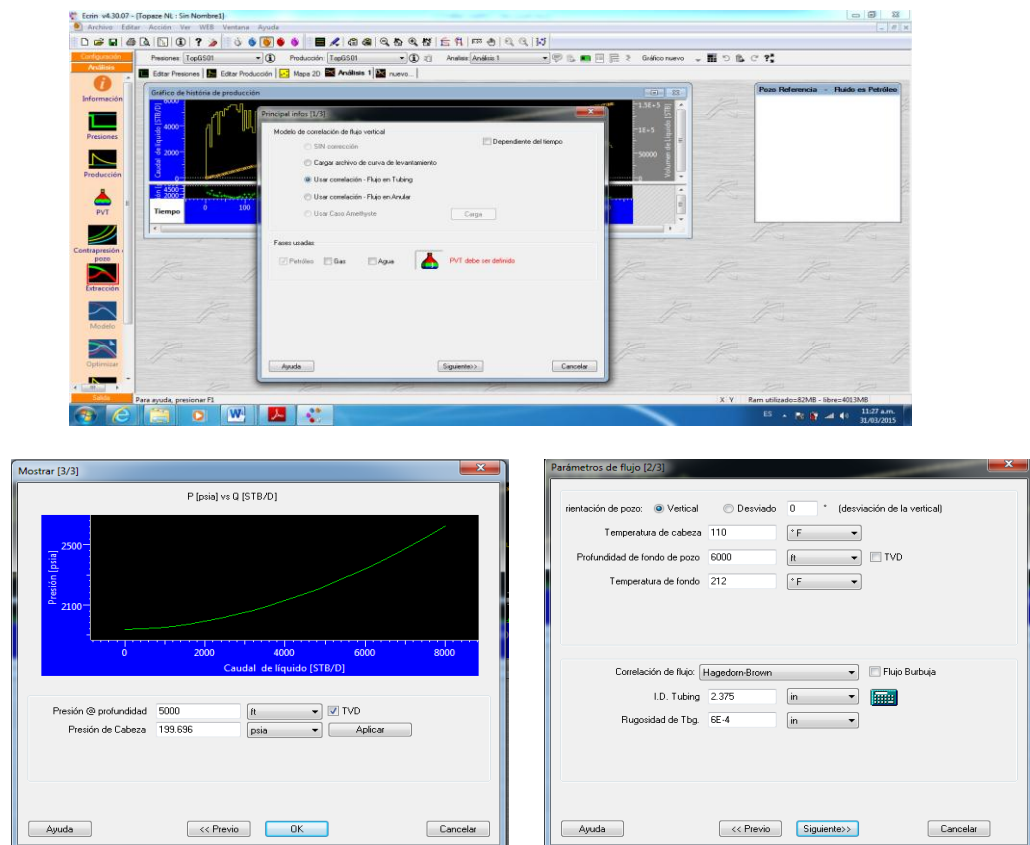


Fuente: ECRIN software.

Los valores de presión que se cargan son los registrados en superficie. Para el análisis, sin embargo, se necesitan presiones de fondo de pozo. La opción de Contrapresión del panel de control se puede utilizar para convertir de cabeza de pozo a formación, ya sea utilizando correlaciones de caída de presión internas o suministrados por el usuario.

2.3.4. Contrapresión. El usuario debe definir los datos de PVT antes de continuar con el cálculo de las contrapresiones, luego que define el PVT continua el proceso para realizar los cálculos internos correspondientes como se evidencia en la figura 26.

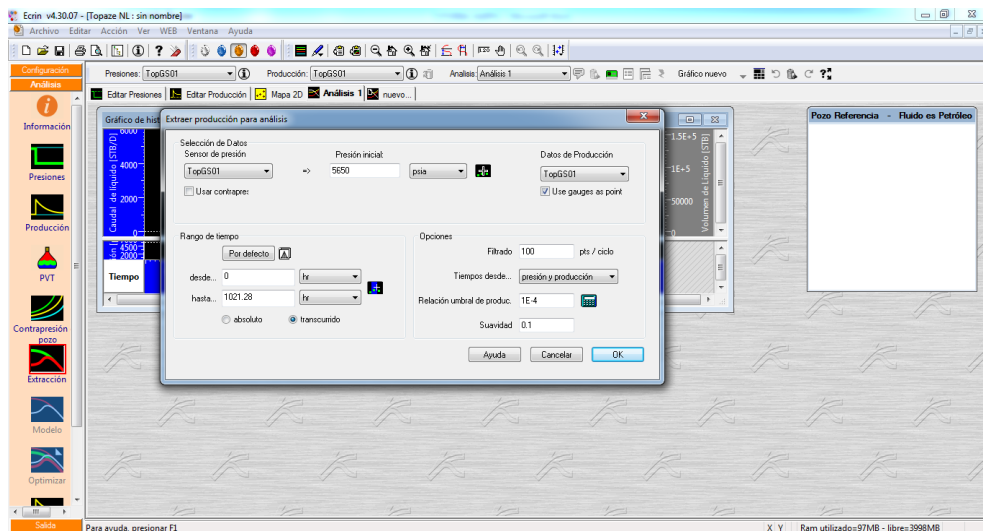
Figura 26. Contrapresión.



Fuente: ECRIN software.

2.3.5. Extracción. Para concluir con los calculos y corrección de la presión se debe realizar el proceso de extracción. En el panel de control de análisis se selecciona la opción Extracción (Figura 27), y se procede a ingresar los valores correspondientes para realizar los últimos ajustes y obtener las gráficas necesarias para identificar los ajustes del modelo al que corresponde el pozo que se estudia.

Figura 27. Extracción.



Luego de esto se generarán los gráficos respectivos de los modelos utilizados en el software, mostrados en la figura 28.

Se presentan los gráficos de los distintos modelos: gráficos de curva tipo de Fetkovich, curva tipo de Blasingame, gráfica de Arps y log log, en estos gráficos se ubica el historico de producción donde más se ajuste según el tipo de gráfico, para que el software calcule valores promedio como son los de (b) , (q_i) y (D_i) . Los gráficos mixtos desde la figura 29 a la figura 32 muestran todos los gráficos que genera el software.

Figura 28. Módulo de Gráficos.

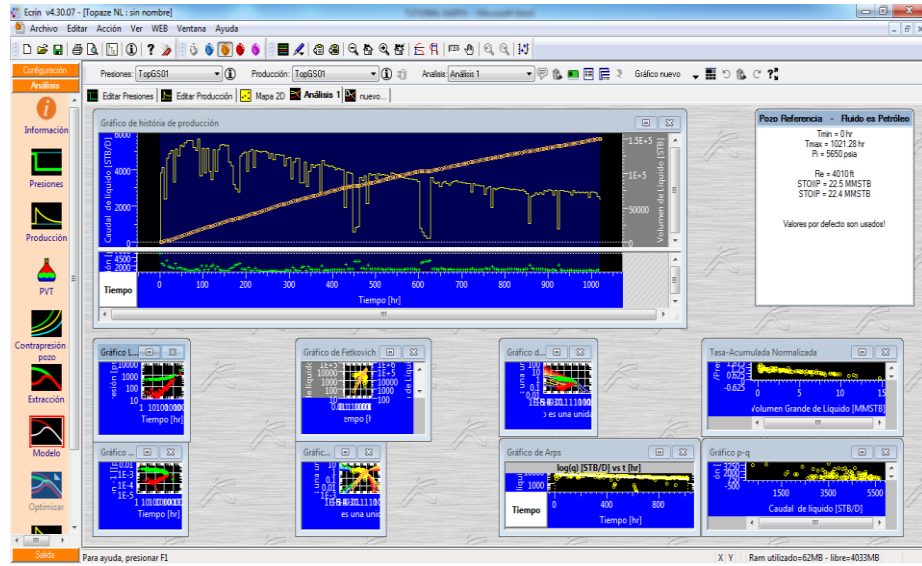


Figura 29. Grafico Log-Log.

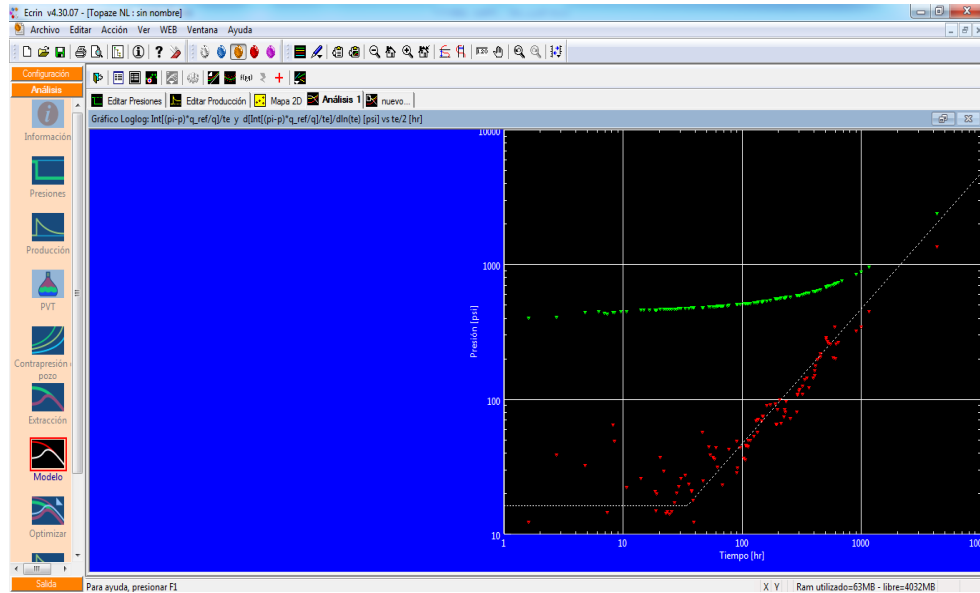


Figura 30. Curva de Fetkovich.

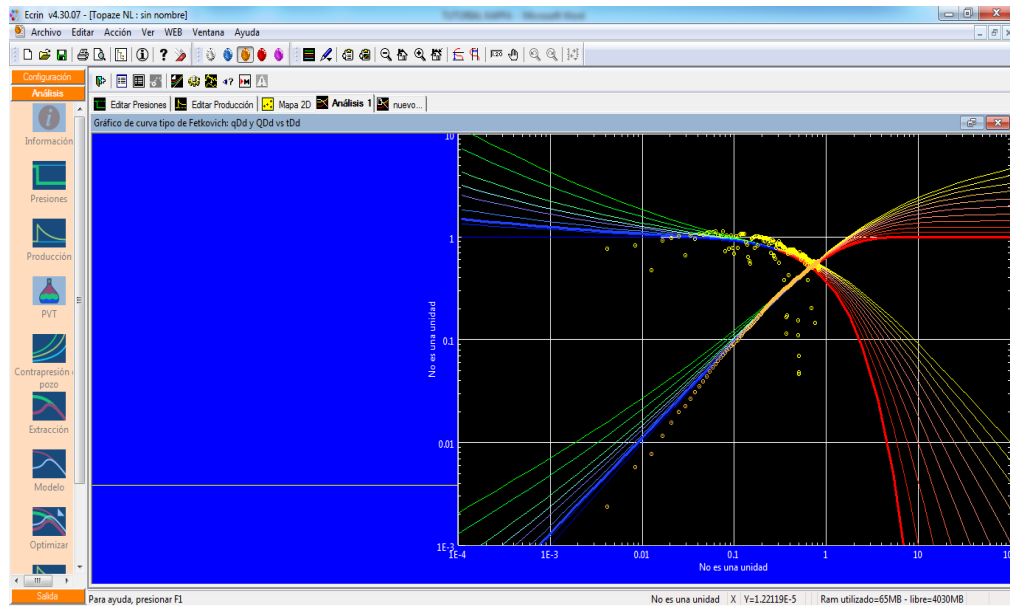


Figura 31. Curva Tipo de Blasingame.

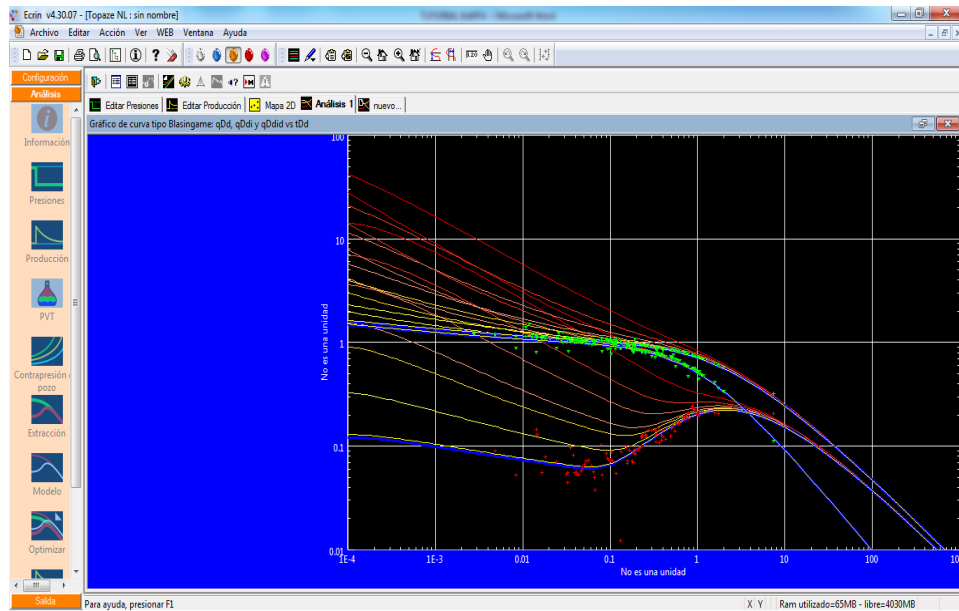
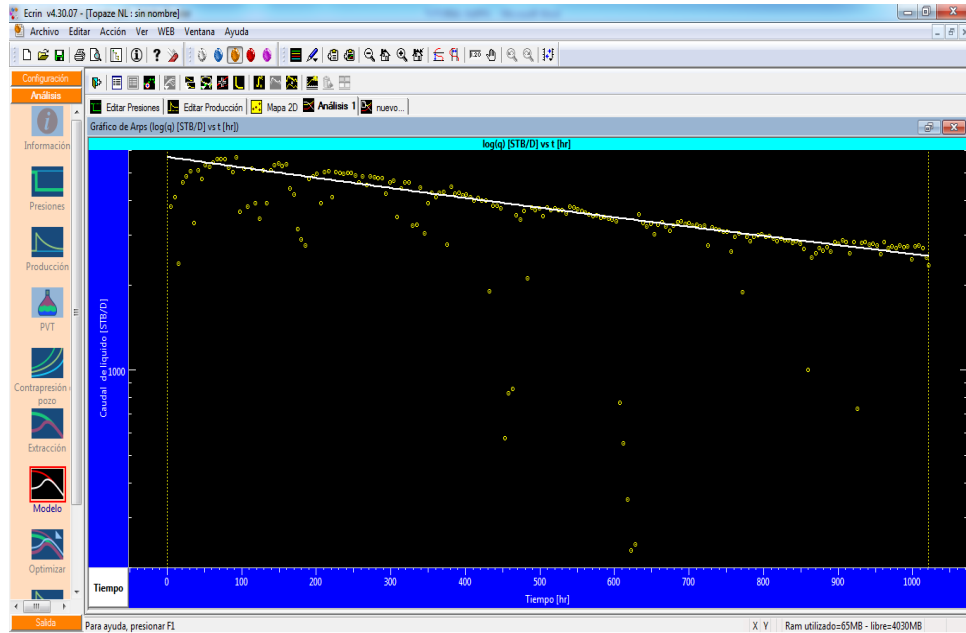
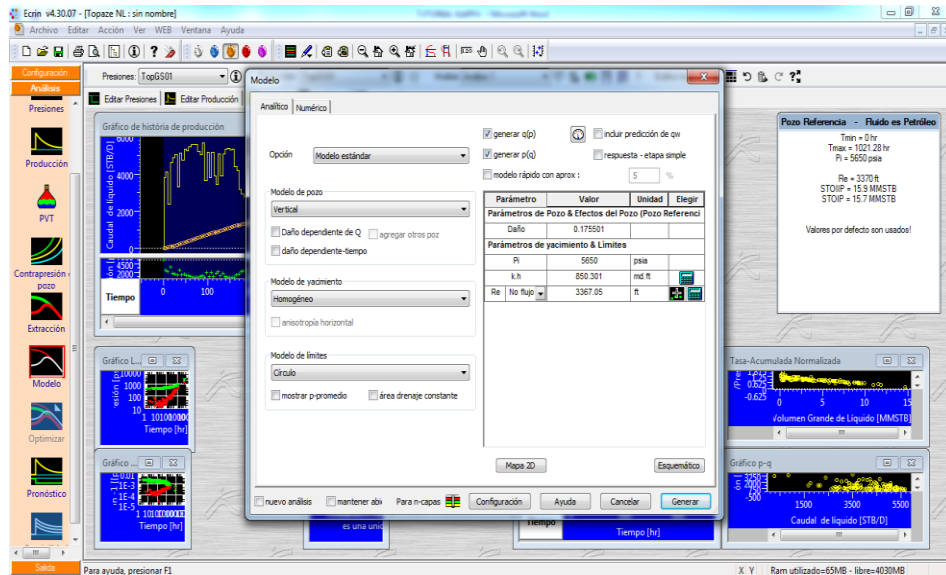


Figura 32. Grafico Arps.



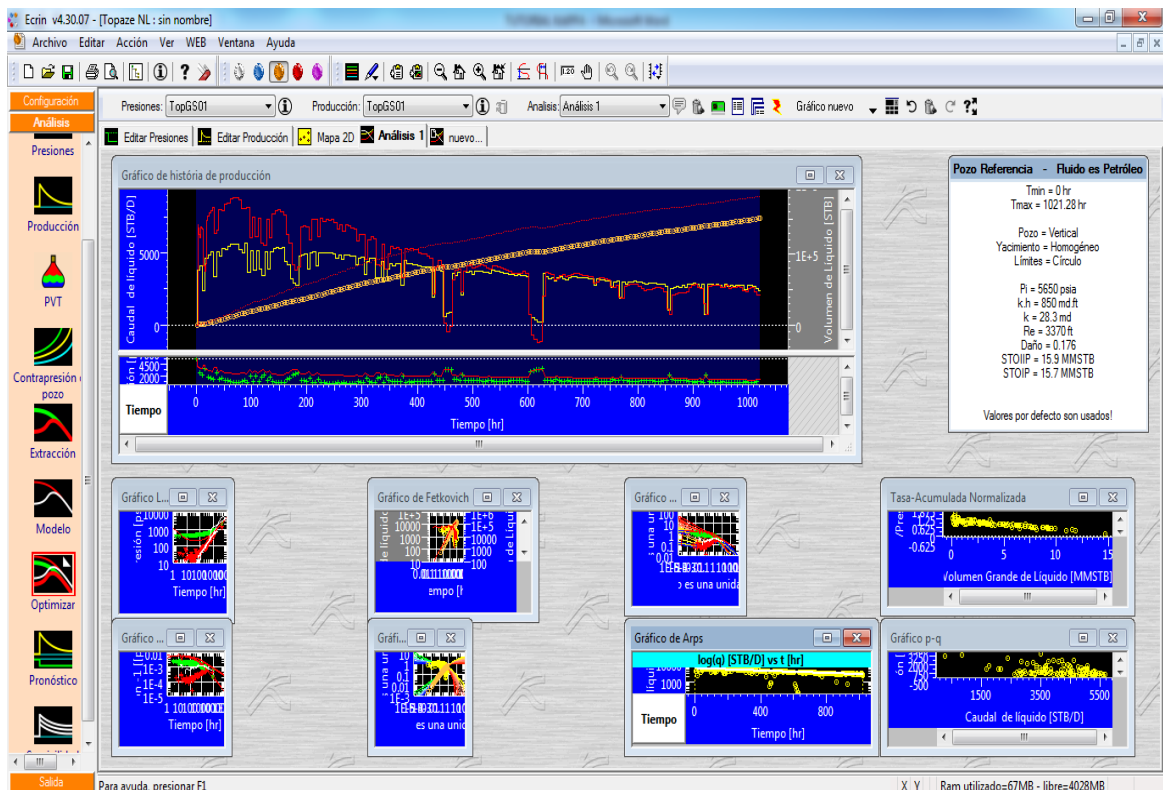
Luego de realizar los ajustes correspondientes en las curvas, se procede a realizar un modelado de la producción y presión mediante los algoritmos del software.

Figura 33. Módulo de ajuste de datos.



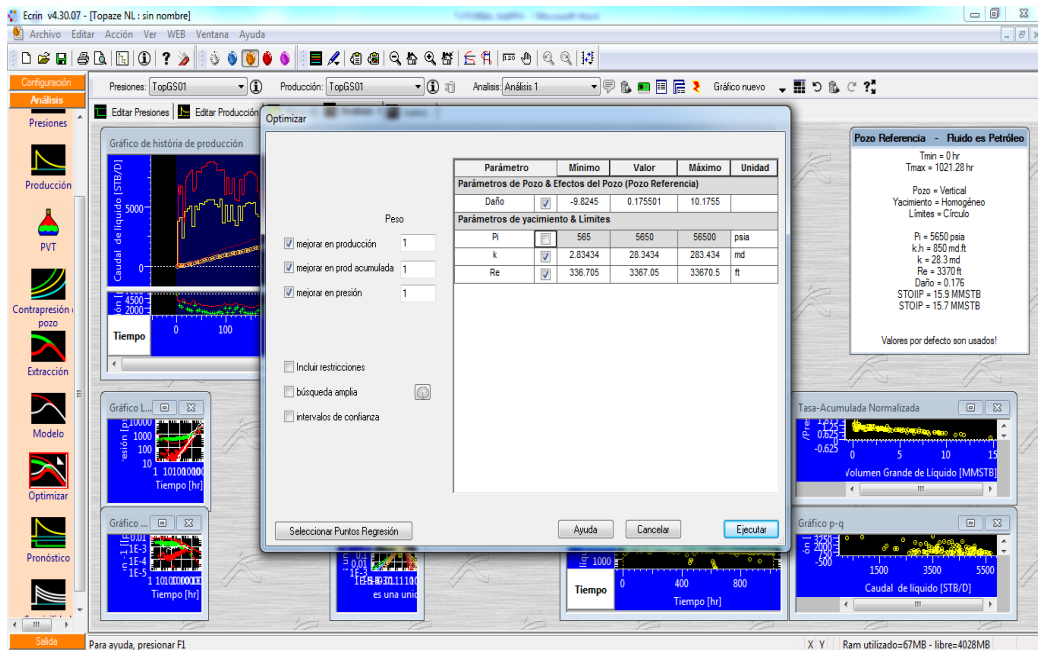
Una vez determinado el modelo se presentaran nuevas curvas, una para la tasa de producción y otra para el acumulado del aceite, cumpliendo con los datos introducidos, pero acomodando las tendencias de una manera mas descifrable para el programa como se aprecia en la figura 34.

Figura 34. Tasa de producción y acumulado.




Siempre es necesario realizar una optimización, para que el porcentaje de error disminuya a la hora de realizarse un Pronóstico, por lo cual en el panel de analisis se inicia la opcion optimizar (Figura 35), donde se establecen algunos valores necesarios y se ejecuta la optimización, que es realizada por el software.

Figura 35. Optimización.



Luego de realizarse la optimización se podrá observar como se ajustan las curva de modelo a la curva generada propiamente por los datos históricos de producción.

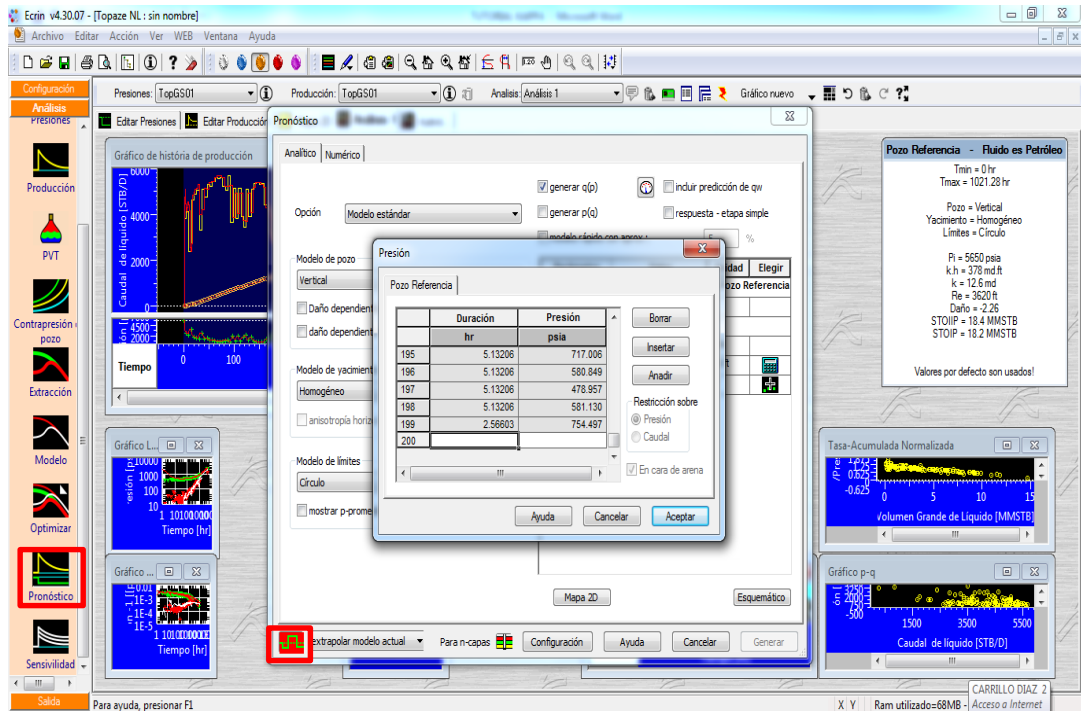
Solo resta realizar el Pronóstico, y para ello es necesario en el panel de analisis seleccionar la opción Pronóstico ubicada a la izquierda de la pantalla como se muestra en la figura 36.

En la parte inferior de la nueva ventana que se abre luego de seleccionar Pronóstico, aparece un icono  el cual permite ingresar valores de tiempo y presión en lapsos, es decir, el usuario establece el tiempo en horas, en las que el pozo funcionara con determinada presión.

Una vez establecidos los lapsos de tiempo y las presiones que se utilizaran en esos lapsos, se puede generar el Pronóstico de producción, el cual sera mostrado en el

mismo grafico de historia de producción, mostrando tanto la tasa de producción como la producción acumulada del pronóstico.

Figura 36. Panel de pronóstico.



- **Calculo del pronóstico.** ECRIN basa sus estimaciones y cálculos en una metodología denominada Análisis de Producción moderno (PA), el cual integra la facilidad del componente técnico, que requiere dos capacidades analíticas y numéricas con las herramientas de cómputo. En cuanto a la metodología, las herramientas de diagnóstico centrales son los plots de Blasingame y Log-Log, que se utilizan cada vez que en un diagnóstico sea posible. Sin embargo, debido a la naturaleza muy dispersa de los datos de producción, la última herramienta de diagnóstico a menudo será el plot del histórico, donde la coherencia del modelo y los datos, en términos de presiones simuladas, tasas y producciones acumuladas, será la herramienta de decisión final para la interpretación del ingeniero.

Una vez que la interpretación se inicia y los datos de producción se han cargado, la primera tarea será extraer el intervalo de tiempo en el que se realizará el análisis. Si las presiones no están disponibles, se pueden utilizar sólo las herramientas "antiguas". Si ambas tasas y presiones están disponibles, la interpretación se realizará con las cuatro herramientas principales de diagnóstico.

El ingeniero de interpretación puede seleccionar uno o varios modelos analíticos y/o numéricos, establecer sus parámetros y generar estos modelos para la comparación con los datos reales. Para los modelos que se cree aplicable, los ingenieros pueden afinar los parámetros principales del modelo, ya sea manualmente o mediante el uso de la regresión no lineal.

Una vez finalizado, el ingeniero puede utilizar el modelo para predecir la producción futura mediante la definición de un escenario de presiones que producirán. El usuario puede entonces realizar un análisis de sensibilidad en una selección de los parámetros del modelo.

La trayectoria descrita a continuación es la ruta predeterminada cuando todo está bien. En realidad, para los problemas complejos, se convierte en un proceso de ensayo y error, donde el ingeniero de interpretación puede decidir ir y venir según sea necesario cuando parte del proceso no es satisfactorio.

- **Edición de los datos:** Los datos cargados pueden ser el resultado de un cuidadoso post-procesamiento después de que los datos se ha adquirido, en cuyo caso puede ser necesaria poca o ninguna edición. Sin embargo, a menudo el intérprete recopilar datos de calidad desigual de diferentes fuentes. Las presiones a menudo se adquirieron de fondo de pozo en tiempo real o con un indicador de memoria o vienen de medidores permanentes (PDG), mientras que las tasas se miden en su mayoría en la superficie pero en algunos casos, también pueden provenir de dispositivos de medición permanentes de fondo de pozo

Más allá de la limpieza habitual de datos irrelevantes y la corrección de errores de carga, el principal desafío es terminar con al menos un conjunto sincronizado de datos coherentes de caudal y presión. Para llegar allí el ingeniero puede tener que realizar las siguientes tareas:

- ✓ Sincronizar todos los datos adquiridos por vía electrónica a la misma hora de referencia.
 - ✓ Si las tasas no se cargan desde un archivo, cree la historia de tasas mediante la identificación de los saltos de presión y obtener los valores de frecuencia de los informes en papel.
 - ✓ Precisar la historia de la producción, cuando el tiempo de muestreo las mediciones de la tasa crudo es demasiado.
 - ✓ Por el contrario, si la historia de la producción entra en detalles inútiles, simplificar la historia de tasas para reducir el tiempo de CPU necesario para ejecutar los modelos.
- **Extracción y diagnóstico:** Una vez que los datos han sido sincronizados y validados, el análisis en sí comenzará. El rango de tiempo en el que se define la extracción de los datos se llevará a cabo y las siguientes parcelas se construyen por el software, además del plot de la historia:

- ✓ Plot ARPS
- ✓ Plot de curva tipo Fetkovich
- ✓ Plot Fetkovich
- ✓ Plot Blasingame
- ✓ Plot log-log
- ✓ Plot Normalizado de la tasa acumulativa

Durante el tiempo de extracción da la opción de llamar una curva de levantamiento definida o una corrección de flujo para corregir el perfil de presiones a la profundidad de medición de frente a la formación.

El plot log-log se utiliza para fines de diagnóstico para identificar los dos regímenes de flujo principales que se espera estén presentes en los datos de producción, flujo radial de acción infinita (IARF) y el estado pseudoestable (PSS).

El partido de presión se fija para coincidir con una estabilización de la derivada de la presión normalizada integral y el partido tiempo se fija a la unidad de la línea de pendiente de PSS en el tiempo de retraso. El partido de presión y el partido de la hora se ajustan con un clic y arrastre del ratón. El plot log-log está vinculado a Blasingame y el plot de Fetkovich por lo que cualquier cambio en la gráfica log-log se refleja en los demás. En caso de que los datos son de alta calidad y la frecuencia de muestreo es lo suficientemente alta a veces es posible que más que el IARF transitorio extendiendo así las posibilidades de desarrollar diagnósticos para el abordaje de los de análisis transitorios de presión (PTA) y tanto bien modelos de yacimientos pueden ser reconocidos en los datos de prueba. Esto es sin embargo es poco frecuente en los datos de baja frecuencia típicamente utilizados en el análisis de la producción.

Si la historia de presión cargada contiene alguna decente prueba build-up con los datos de presión de alta frecuencia o un enlace a una base de datos que permite la repoblación de estos datos sin un filtro el intérprete cuenta con suerte. Estos datos pueden ser transferidos a un módulo de PTA para determinar todos los parámetros clásicos incluyendo el modelo y estos pueden ser transferidos de vuelta al paquete de PA y, finalmente, el modelado puede comenzar; el ajuste de los parámetros que normalmente pueden cambiar en los intervalos de tiempo más largos que participan en el análisis de la producción.

- **Generación del modelo:** Después del diagnóstico a los modelos candidatos, analíticas o numéricas, se selecciona y se hace un intento para obtener una coincidencia entre los modelos y los datos reales en todos los plots principales, incluyendo la gráfica de la historia. Para obtener una coincidencia el intérprete se ejecutará con una primera estimación de los parámetros del modelo generalmente obtenidos por la generación de la forma predeterminada, o automático, modelo basado en el partido inicial hecho en la gráfica log-log. El modelo por defecto es el modelo homogéneo con el factor skin constante en un círculo cerrado. A la hora de la generación de una primera estimación de skin constante se realiza automáticamente por el software.

Después de una comparación entre el modelo y los datos, se pueden realizar cambios a los parámetros del modelo, y cualquier configuración conocida se puede imponer, tales como, el conocimiento del pozo, si está fracturado, si es horizontal o parcialmente penetrante. En el caso de que PTA se llevó a cabo en una parte de los datos de presión del modelo utilizado se puede transferir a los análisis de la producción.

Finalmente, el objetivo es variar los parámetros del modelo hasta que hay una coincidencia razonable entre el modelo y los datos en todas las parcelas pertinentes, incluyendo la trama de la historia.

- **Modelo refinamiento:** Antes de utilizar la rutina de regresión no lineal de software para optimizar los parámetros del modelo y el partido, el ingeniero debe tratar de forma manual con los grandes errores de parámetro y cambiar los valores hasta que el modelo y los datos están más ajustados. Un experimentado analista de una buena comprensión de la sensibilidad a los diferentes parámetros del modelo debe tener un ajuste, Al cambiar los parámetros a mano, entre el modelo y los datos muy rápidamente. Esto aumenta la posibilidad de la regresión para alcanzar el éxito y hacer converger más rápido.

El principio de regresión no lineal es el uso de optimización numérica para refinar las estimaciones de los parámetros mediante la minimización de una función de error, en general la desviación estándar entre los valores simulados y reales seleccionados en el momento. El algoritmo de optimización más comúnmente utilizado es Levenberg-Marquardt, pero hay muchas variantes. El ingeniero tiene la posibilidad de funcionar con algunos o todos los parámetros principales del modelo y también puede fijar los límites superior e inferior de la variación de los parámetros permitidos. Los puntos de datos sobre la que se calculará la función de error también pueden ser controlados.

2.4. RYDER SCOTT (Forecast)

Ryder Scott es una empresa consultora y generadora de software con gran experiencia evaluando propiedades de petróleo y gas a su vez la firma se ha ganado el reconocimiento mundial por predecir con fiabilidad el rendimiento de los complejos yacimientos de petróleo y gas en las principales provincias del petróleo. Con 90 ingenieros de petróleo y geocientíficos profesionales, la empresa lleva a cabo evaluaciones de reservas, estudios de ciencias de la Tierra / geología, de desarrollo de campo y diseño de EOR, simulación de yacimientos, análisis económico y consultoría de gestión.

Para llevar a cabo todas las tareas de evaluación la empresa ha creado ciertos paquetes de software que son efectivos y sencillos de manejar, entre estos paquetes de software existe el paquete SOS que ofrece cinco software especializados: Forecast, Procast, PTAT y Snap. Para el estudio realizado se utiliza Forecast, que es una herramienta completa para el cálculo de pronósticos de producción de petróleo y gas. Los pronósticos son ahora utilizados por los ingenieros para predecir las tasas de producción de los pozos así que este programa fue realizado por ingenieros en ejercicio que saben cómo hacer su trabajo,

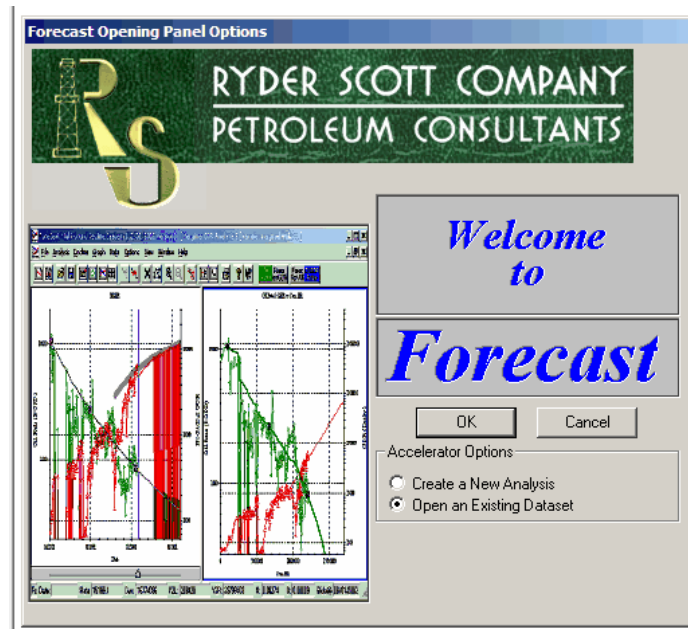
fue el primero en su clase en incluir graficas veraces con la mínima manipulación (manipulación del declive).

Dadas las características de gran alcance de la interfaz, más modelos complejos de declive han sido añadidos para dar explicación a las limitaciones de las instalaciones y a la optimización de las estrategias de campo. Las características que más resaltan en el software son:

- Interfaz gráfica de última generación
- Yacimiento / pozo / con índice de fácil Pronóstico
- Cinco opciones diferentes de pronósticos
- Curva de tendencia personalizada
- Construir una tendencia única, escalar los datos de un pozo, luego predecir nuevas tasas (datos, valores).
- Pronósticos de Multi-segmento
- Sumar datos de producción

2.4.1. Creación de un Proyecto. Forecast es un software que siempre se debe iniciar en modo administrador, una vez iniciado el software aparecerá la una pantalla de bienvenida, con las opciones de crear un proyecto nuevo o cargar una base de datos existente como se observa en la figura 37. Se aconseja elegir la opción cargar una base de datos existente y modificar la base que por default vine en el software a las necesidades del proyecto. Es más eficiente modificar la base de datos que está en formato Microsoft Access que empezar el proyecto de cero.

Figura 37. Ventana de inicio (Forecast)



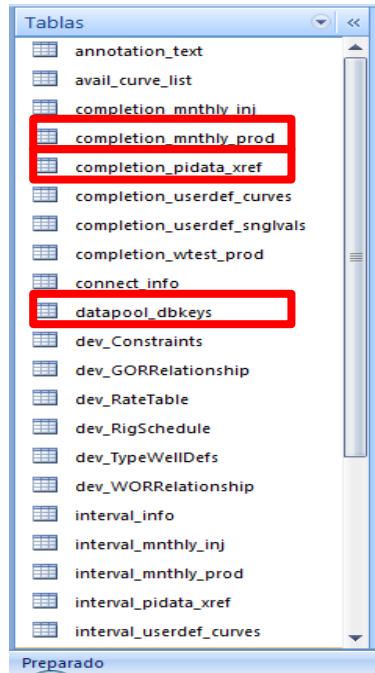
Fuente: Forecast software³³

2.4.2. Carga de data de Producción. Para empezar la carga de datos se debe empezar ubicando la base de datos del programa que por lo general queda instalada en la siguiente dirección: C:\Program Files (x86)\Forecast\datapool. A esta base de datos se le deben modificar tres tablas las cuales son: completion_mnthly_pod, completion_pidata_xref y datapoll_dbkeys (Figura 38), de igual manera en estas tablas se cambiara información según la necesidad del usuario.

- completion_mnthly_pod: En esta tabla se ingresa la data de producción.
- completion_pidata_xref: En esta se le da a conocer al programa que información debe utilizar de la data cargada.
- datapoll_dbkeys: Se asigna o confirma los nombres de las identidades (pozos, campos) cargadas.

³³ RYDER SCOTT COMPANT, L.P. Forecast Multi-Trend Decline Analysis. Ryder Scott Company, L.P: 2015.

Figura 38. Tablas de la base de datos a modificar.



Fuente: Forecast software³⁴

A continuación se mostrara la información necesaria para empezar a modificar la base de datos e información mínima para realizar el forecast (Tabla 4).

Tabla 4. Data necesaria para iniciar proyecto (Forecast).

Data solicitada por el software	Descripción
Data de producción	Historial de producción con sus respectivas fechas e identidades definidas (Nombres de los pozos).
BS&W	Datos requeridos para mejorar el ajuste del pronóstico a una producción más real.
GOR	
Día de inicio y fin de la predicción	Fechas guías para el desarrollo del pronóstico.

³⁴ RYDER SCOTT COMPANT, L.P. Forecast Multi-Trend Decline Analysis. Ryder Scott Company, L.P: 2015.

En la tabla completion_mnthly_pod se debe cargar la información de producción tal como: nombres de los pozos, caudales de producción y tiempo de producción (Figura 39). Se debe tener cuidado a la hora de cargar la data en si la información en mensual o diaria ya que dependiendo de esto irán en diferentes columnas

Figura 39. Tabla de carga de data de producción.

Tablas	completion_key	date_key	update_soui	update_date	P_DAYS	P_BOPM	P_MCFPM	P_BWPM
annotation_text	500292004400	6/1/1977			8	52577	53203	0
avaiil_curve_list	500292004400	7/1/1977			15	51596	48320	0
completion_mnthly_inj	500292004400	8/1/1977			29	209844	178824	0
completion_mnthly_prod	500292004400	9/1/1977			24	236883	195361	0
completion_mnthly_pod	500292004400	10/1/1977			15	120961	105460	26

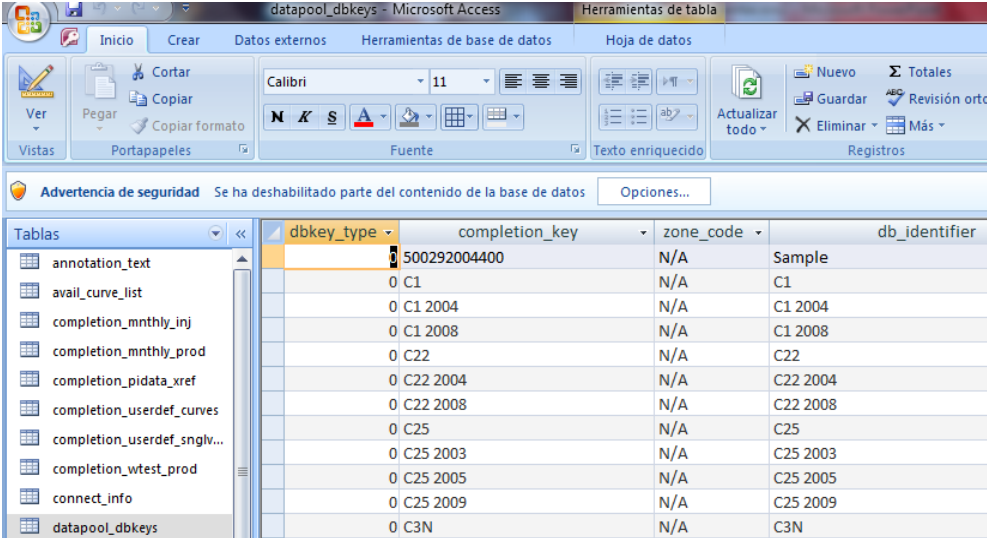
Tan pronto como se es cargada la data de producción se pasa a modificar la tabla completion_pidata_xref, la cual presenta una especie de matriz de unos y ceros, se debe poner uno en los datos que se cargaron y los que se desean el software utilice para el forecast y ceros en los datos que no se desea tener en cuenta como se muestra en la figura 40.

Figura 40. Selección de información a utilizar.

Tablas	completion_key	P_DAYS_flag	P_BOPM_fla	P_MCFPM_f	P_BWPM_fi	P_BCPM_fla	P_MCFPM_C	P_MCFPM_S	P_BOPM_BL	P_DAYS_GL	P_BGLPI
annotation_text	500292004400	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
avaiil_curve_list	C1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
completion_mnthly_inj	C1.2004	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
completion_mnthly_prod	C1.2008	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
completion_pidata_xref	C22	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
completion_pidata_xref	C22.2004	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0

Por último se le indicara al software los nombres de las unidades cargadas, en la tabla `atapoll_dbkeys` (Figura 41), para identificarlos en el momento que se esté haciendo el proyecto.

Figura 41. Asignación de nombres a las identidades cargadas.



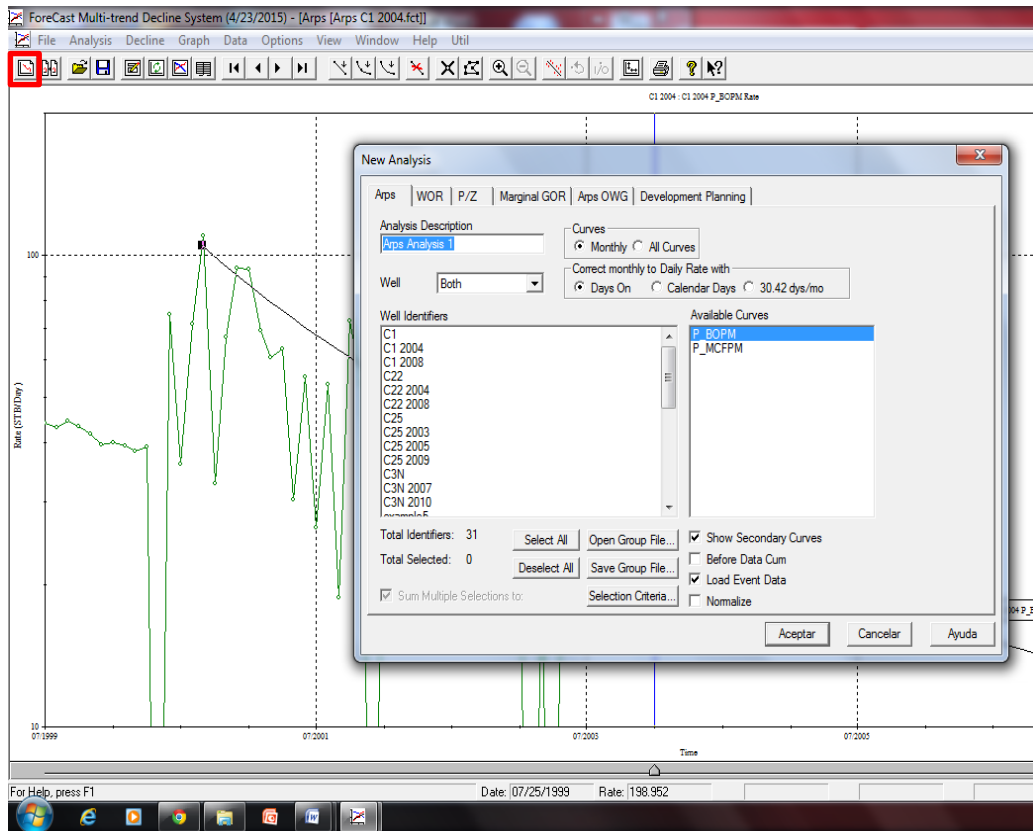
The screenshot shows the Microsoft Access interface for the 'datapool_dbkeys' database. The 'Herramientas de tabla' ribbon is active, showing options like 'Nuevo', 'Guardar', and 'Revisión ortográfica'. A security warning is visible at the top. The 'Tablas' pane on the left lists several tables, with 'atapoll_dbkeys' selected. The main window displays the following data:

dbkey_type	completion_key	zone_code	db_identifier
500292004400		N/A	Sample
0 C1		N/A	C1
0 C1 2004		N/A	C1 2004
0 C1 2008		N/A	C1 2008
0 C22		N/A	C22
0 C22 2004		N/A	C22 2004
0 C22 2008		N/A	C22 2008
0 C25		N/A	C25
0 C25 2003		N/A	C25 2003
0 C25 2005		N/A	C25 2005
0 C25 2009		N/A	C25 2009
0 C3N		N/A	C3N

Al terminar de modificar las tablas con la información necesaria volvemos a abrir el programa y selecciona abrir base de datos existente y luego crear nuevo análisis, al seleccionar nuevo análisis se abrirá una ventana en la cual saldrán todas las unidades cargadas para seleccionar así el caso de estudio.

En esa ventana emergente de debe seleccionar además del caso de estudio, la forma en la cual está cargada la data ya sea mensual o diaria y en la misma existen más pestañas en las cuales se debe agregar información adicional (Figura 42), una vez aceptadas las condiciones se generara una gráfica de producción en función del tiempo en el espacio de trabajo.

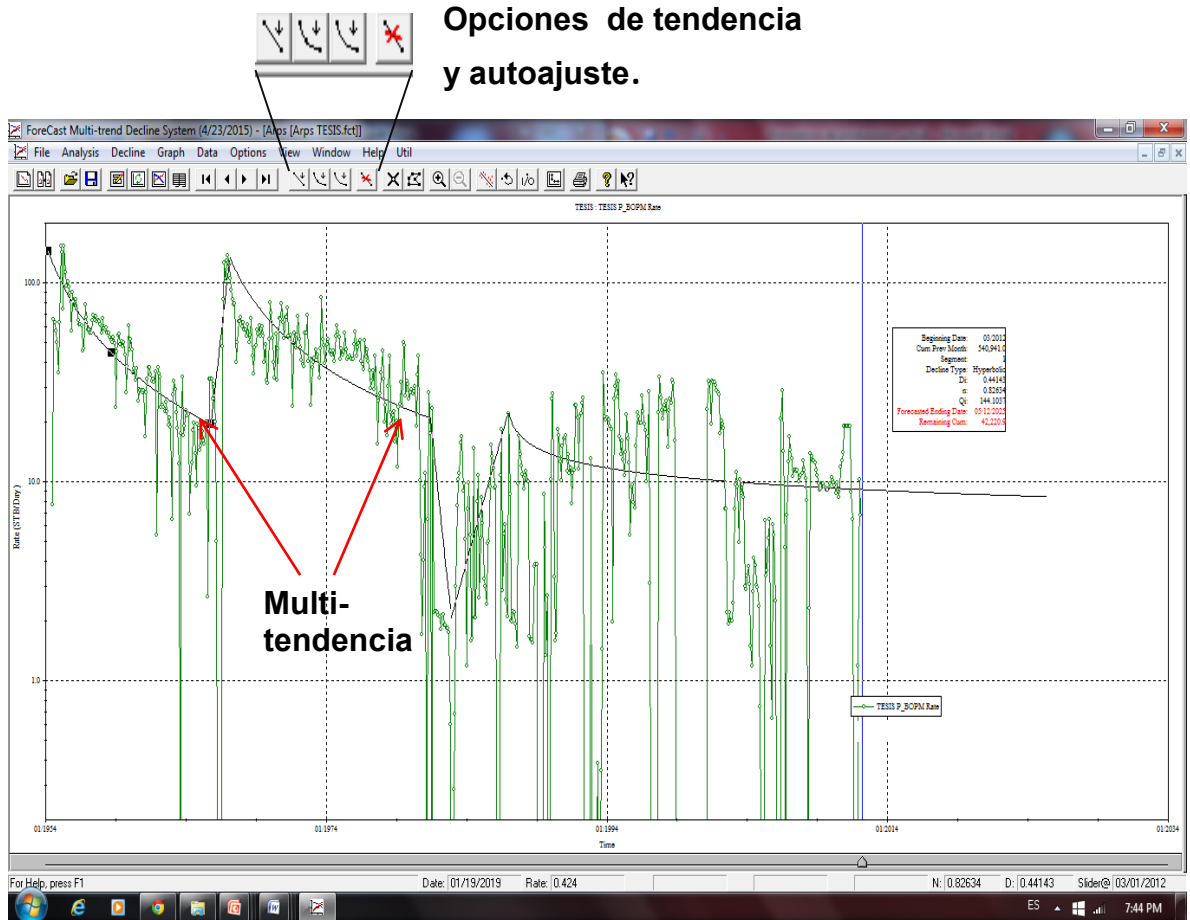
Figura 42. Crear nuevo análisis.



El histograma de producción que se genera puede modificarse la escala con el fin de apreciar de mejor manera el comportamiento de la producción. El pronóstico como tal se traza manualmente con las opciones que hay en la barra de herramientas.

Allí puede escoger que tendencia considera usted es la q más se ajusta a la declinación del perfil de producción cargado, luego de trazar la tendencia puede ajustarla con la opción auto ajuste para mejorar el comportamiento descrito por la gráfica trazada manualmente (Figura 43). El software ofrece la ventaja de trazar más de una tendencia en diferentes secciones de la gráfica.

Figura 43. Forecast (Multi-tendencia) y ajustes.



2.4.3. Cálculo del Pronóstico.

Ryder Scott apuntan a una solución más simple y efectiva integrando en su software la solución de las ecuaciones de Arps, generando un solo grafico que muestre los datos de producción, y permite realizar su pronóstico. Todas las curvas mostradas representan las sumas de las tasas diarias para los pozos cargados. Dependiendo de las opciones seleccionadas, estas curvas pueden incluir; las tasas de producción de petróleo o gas, las tasas de producción de petróleo normalizadas, las tasas de agua secundarias y la tasas de condensado secundario. Para ver los valores actuales de estas curvas, se puede doble clic izquierdo, o clic derecho sobre la

curva deseada en el gráfico, también puede darse doble clic izquierdo en la leyenda del gráfico de la curva.

- A partir del cuadro de diálogo “Atributos de la curva” seleccionar el botón de datos para ver los valores de la curva.
- Desde el cuadro de diálogo “Editar Datos Curva”, se pueden copiar los valores en el portapapeles seleccionando el rango deseado, haga clic en derecho, a continuación, seleccione “Copiar” en el menú emergente.

El deslizador del pronóstico es la barra deslizante situada justo debajo de la gráfica. Esta barra deslizante indica el comienzo del pronóstico. La fecha para el panel actual con enfoque se muestra en el panel de la derecha de la barra de estado que se encuentra en la parte inferior de la ventana principal de la aplicación. Usted puede modificar el valor del deslizador manteniendo pulsado el botón izquierdo del ratón mientras baja con el deslizador y mueve el ratón hasta la fecha deseada. También puede modificar el valor del deslizador haciendo clic derecho en el deslizador o seleccionando Opciones / Editar valor del Deslizador en el menú. Para restablecer deslizador del pronóstico para 1 mes después del final de los datos reales, seleccione Opciones / Reiniciar deslizador en el menú.

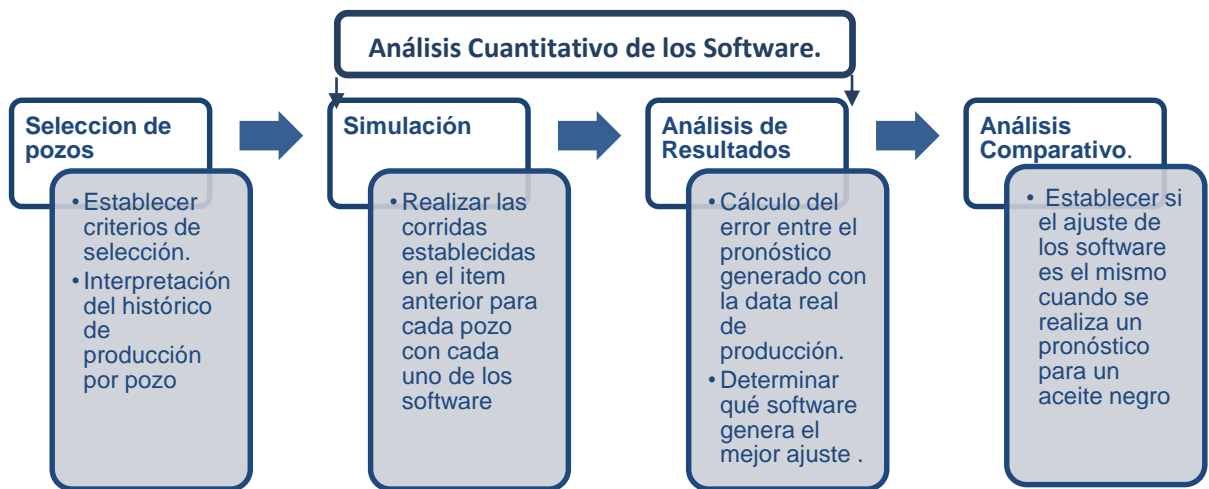
La fecha de finalización del pronóstico para el ajuste de la curva está determinada por los límites del pronóstico. Los límites de predicción pueden ser modificados a través del menú Opciones / Establecer Límites Pronóstico.

Una o más curvas de ajuste se pueden trazar para pronosticar los datos de producción. Cuando se hace clic en el botón de Ajuste Automático en la barra de herramientas, el ajuste del segmento de curvas seleccionada se ajusta a la curva de producción (petróleo o gas). Si el análisis es un análisis normalizado Arps, el ajuste se llevará a cabo en contra de la curva normalizada. Este ajuste se hace manual y es la opción que diferencia a este software de los demás.

3. METODOLOGÍA

Con el fin de determinar cuál de los software genera un pronósticos con mayor ajuste al comportamiento real de la producción para un yacimientos con fluido composicional, se definieron los siguientes pasos:

Figura 44. Metodología de evaluación.



3.1. SELECCIÓN DE POZOS

Para realizar este estudio, se utilizaron datos de un yacimiento con presencia de un fluido composicional que por razones de confidencialidad será denominado Yacimiento RB. Este yacimiento comprende principalmente tres formaciones productoras, tiene de 43-46° API y un GOR de 3,2 – 4,0 mmscf/stb.

Este yacimiento cuenta con una con un total de 44 pozos de los cuales 27 son productores. En la tabla 5 se muestra la distribución de los pozos. Con una población de 44 pozos de los cuales se decidió seleccionar tres que cumplieran con las siguientes características:

- Mayor tiempo de producción
- Bajo corte de Agua
- Menor cantidad de trabajos realizados en el mismo
- Disponibilidad de datos
- Los pozos producen a presiones de fondo constante.

Tabla 5 . Población de Pozos

TIPO DE POZO	N° DE POZOS
PRODUCTORES	27
INYECTORES DE GAS	11
POZOS CONTROLADORES DE PRESION	1
ACTIVOS	39
CERRADOS	3
MUERTOS	2
TOTAL	44

Destacando la zona de interés y con el apoyo de la herramienta software OFM, que tiene un módulo, el cual brinda la opción de realizar mapas de distribución para cualquier propiedad del yacimiento (permeabilidad, espesor, capacidad de flujo, etc.) como se muestra en la figura 45,46 y 47, se llega a la decisión de trabajar con los pozos que cumple la mayoría de los requerimientos, los pozos seleccionados por razones de confidencialidad, será llamados RB1, RB2 Y RB3.

3.1.1. Historial de los pozos. Los tres pozos de estudio seleccionados tienen el siguiente historial de trabajos.

- **Pozo RB1**

En el pozo RB1 se completaron las tres formaciones productoras con tubing y liner de 7 pulgadas en Enero de 1999, perforado hasta una profundidad estimada de 13.705 ft, presento una producción estabilizada de 8500 BOPD. Las intervenciones realizadas al pozo serán presentadas en la figura 48.

Figura 45. Gráficos de Burbuja (Aceite Acumulado) por formación productora.

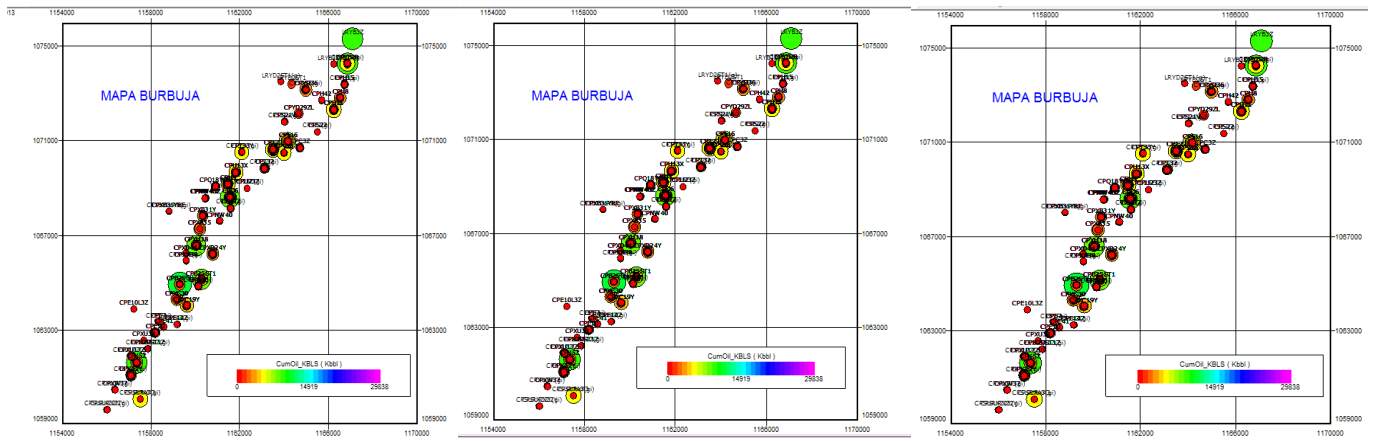


Figura 46. Distribución Espesor Neto por formación productora.

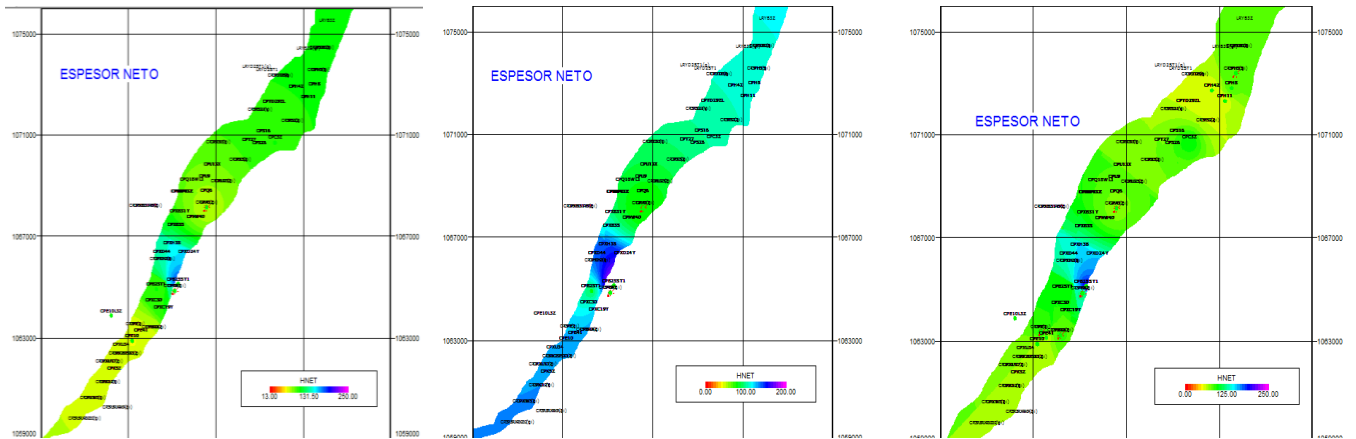


Figura 47. Capacidad de Flujo por formación productora.

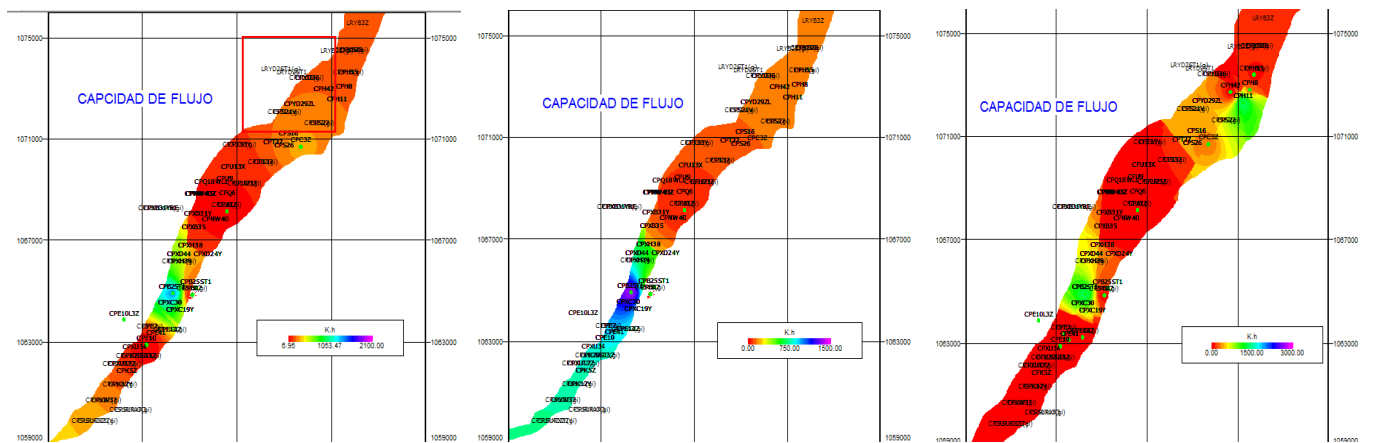
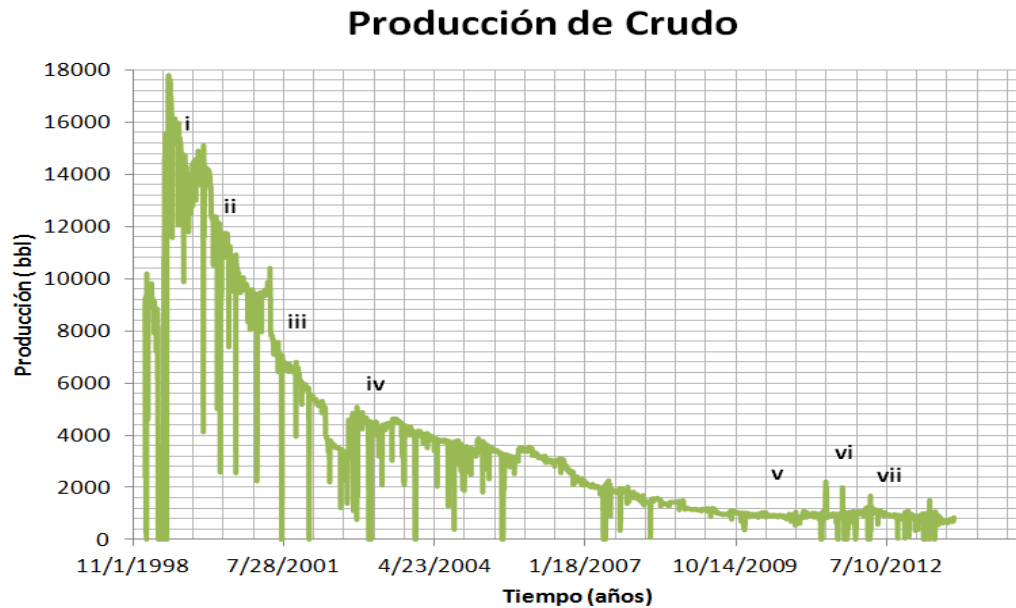


Figura 48. Histograma de Producción y eventos del pozo RB1.



A continuación se presentaran los eventos numerados en la figura anterior:

1/25/1999. Formaciones completadas usando cañones: 3.5", 37 JH, 4 spf y 4.72", 51J, 5 spf. Se estabilizo la producción @ 8500 BOPD. Well test. Perfiles PLT y PBU.

- i. 4/14/1999. Se perforo de 13,705 a 13,725 ft (MD) para realizar fracturamiento.
- ii. 2/1/2001. Re-perforo 80 ft en dos de las formaciones y 74 ft en la restante. Dando como resultado 200 bopd incremental.
- iii. 7/18/2003. Re-perforo 30 ft, 70 y 20 en cada formación. Beneficio total de 300 bopd.
- iv. 11/9/2010. Se bombearon 45 bbls de DI, bombeo del DAX con el coil en 12000 ft. Se bombearon 103 bbls de DAX a 1.2 bpm con presiones de 1,700 psi promedio. Se bombearon en total 85 bls de HCL, 85 bls de DI y 40 bbls de DF, se desplazó con Nitrógeno a los 3,000 ft. Se realizó prueba de pozo, con el

siguiente resultado: Chk: 300/64", WHP: 1.024 psi, WHT: 154 °F, DCP: 953 psi, FLP: 653 psi, Qo: 736 bpd, Qg: 102,267kscfd, Qw: 141 bpd, GOR: 138,949, BSW: 16,06% Ph: 5, API: 42,5.

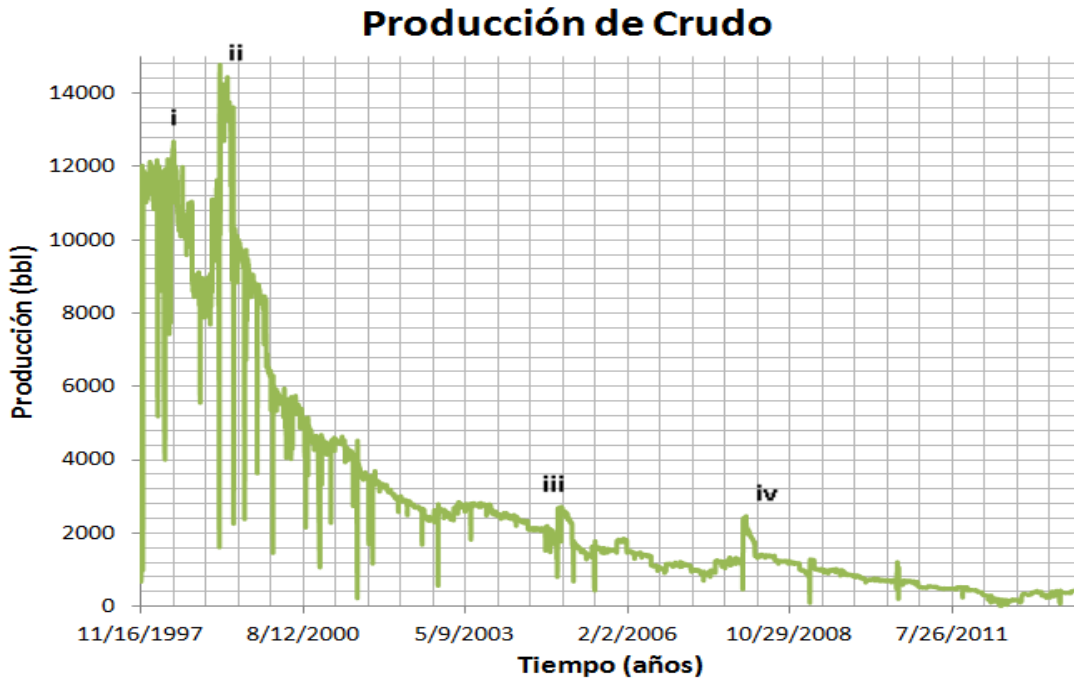
- v. 11/9/2010. Se realiza el bombeo de 840bbls de DAX, 66bbls de ClayFixII, 120 bbls de Divergente con una Rata mínima de 3bpm y una Rata máxima de 35bpm WHP máx. = 851psi. Se corre registro de temperatura y presión memorizado desde 13440 ft hasta 15240 ft. y 15240 ft hasta 13440 ft. Se inyecta gas desde el pozo Cup S-22 al pozo Cup S-26 iniciando con una rata de 10 MMscfd y aumentándolo lentamente hasta conseguir una rata de 40 MMscfd dosificado con WP004X a 1.5gal/MMSCFD. Inyección de gas a una rata de 50 mmscfd durante 4 días dosificado con TFSA a 1.5gal/MMSCFD. Se corre registro de temperatura.

- vi. 5/3/2011. Se realiza el bombeo de 840bbls de DAX, 66bbls de ClayFixII, 120 bbls de Divergente con una Rata mínima de 3bpm y una Rata máxima de 35bpm WHP máx. = 851psi. Se corre registro de temperatura y presión memorizado desde 13440 ft hasta 15240 ft. y 15240 ft hasta 13440 ft. Se inyecta gas desde el pozo Cup S-22 al pozo Cup S-26 iniciando con una rata de 10 MMscfd y aumentándolo lentamente hasta conseguir una rata de 40 MMscfd dosificado con WP004X a 1.5gal/MMSCFD. Inyección de gas a una rata de 50 MMscfd durante 4 días dosificado con TFSA a 1.5gal/MMSCFD.

- **Pozo RB2**

En el pozo RB2 se completaron las tres formaciones productoras con tubing de 5-1/2 pulgadas y liner de 4-1/2 pulgadas en Febrero de 1997, perforado hasta una profundidad estimada de 15.055 ft, las intervenciones realizadas al pozo serán presentadas en la figura 49.

Figura 49. Histograma de Producción y eventos del pozo RB2.



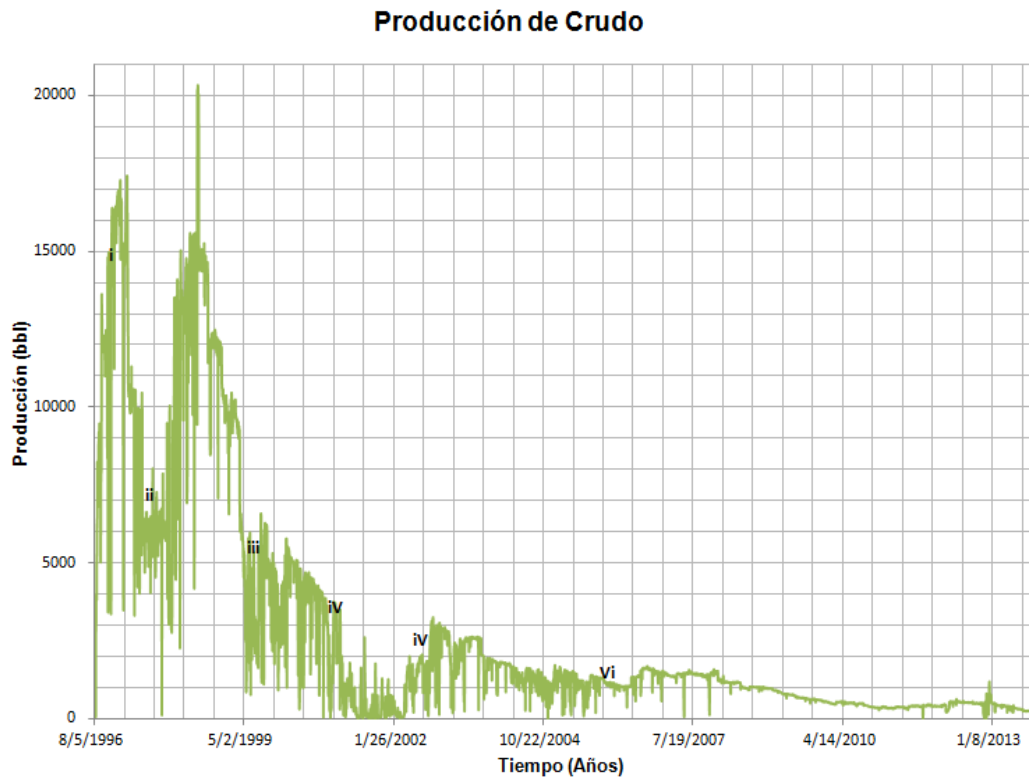
A continuación se presentaran los eventos numerados en la figura anterior:

- i. 16/08/1997. Se abandona el fracturamiento de la formación Barco al igual que el empaquetamiento de arena en esta zona, para continuar con las operaciones de fracturamiento de Mirador.
- ii. 18/03/1999. Se perforan seis de ocho corridas planeadas para Barco por problemas en la línea. Posteriormente se corren PLT's.
- iii. 23/11/2004. Tratamiento químico: 2000 bbls de diésel bombeados. IOR=631bopd.
- iv. 27/02/2009. Tratamiento (DI, DIX, MSR100); CHS (DI / DIX / DAX / EDTA). Beneficio: 251 bopd (Daño % 22%> menor.). Declinación después de trabajo: 18%.

- **Pozo RB3**

En el pozo RB3 se completaron las tres formaciones productoras con tubing y liner de 7 pulgadas en Diciembre de 1995, perforado hasta una profundidad estimada de 18.053 ft, las intervenciones realizadas al pozo serán presentadas en la figura 50.

Figura 50. Histograma de Producción y eventos del pozo RB3.



A continuación se presentaran los eventos numerados en la figura anterior:

- i. 2/22/1996. Perforaron Imbr desde 16450-16760 en la formación mirador. Se toma BHS Y PBU @ 16611 pies.
- 3/30/1996. Se perforo la formación mirador desde 14448-944 pies.

- ii. 5/6/1997. Corrida de PLT sin observarse cambios en el perfil. BHSP estimado de 5750 psi.
- iii. 5/11/1999. En corrida de PLT se identifica un punto de entrada de gas. Se reperforan intervalos seleccionados de mirador con 3.67" 37JH-UJ, cañones 5 SPF.
- iv. 6/23/2000. Pesca y reparación de daño SSSV
- v. 11/2/2002. Evaluación de reperforación. Se decide no reperforar debido a los altos niveles de GOR en ambas formaciones.
- vi. 8/8/2006. Reperforación de 140 pies de la formación mirador con IOR de 120bopd.

Una vez seleccionados los pozos se procede a establecer los periodos de estudio durante los cuales se observará el histórico de producción de cada pozo, para identificar el comportamiento de cada uno de ellos durante su vida productiva, para esto se establecerán 3 periodos de tiempo como se muestra en la tabla 6, a partir del inicio de producción hasta la actualidad, con la finalidad de realizar un estudio detallado de la declinación.

Tabla 6. Distribución de las simulaciones a realizar.

Pozo/Escenario (tiempos)	Tempranos (2-6años)	Medios (7-12 años)	Tardíos (13-17 años)
RB1	Tres simulaciones con cada software		
RB2			
RB3			

4. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS SOFTWARE.

En los capítulos anteriores, se desarrolló, tanto la revisión de la herramienta software que son empleadas para realizar pronósticos de producción como la selección de los pozos en estudio.

A continuación se muestra un resumen de los resultados obtenidos en las simulaciones con cada uno de los software para los pozos RB1, RB2 y RB3 para los tres periodos de tiempo como se muestra en la tabla 6, que por efectos prácticos fueron compilados en un Excel, seguido del cálculo del error que permite establecer que tan aproximados son los pronósticos a la data real.

Aplicando una estadística simple de comparación para obtener un criterio aparte del visual, es necesario acudir a la estadística en la cual existe un concepto llamado bondad de ajuste³⁵, al cual se recurre cuando se está interesado en comparar los resultados obtenidos al realizar un experimento que involucra una sola variable con los resultados esperados (teóricos). Básicamente se consiste en que se tiene un número k de clases las cuales se han ido registrado un total de n observaciones (n será el tamaño muestral). Denotaremos las frecuencias observadas en cada clase por O_1, O_2, \dots, O_k . Se cumplirá: $O_1 + O_2 + \dots + O_k = n$ Lo que queremos es comparar las frecuencias observadas con las frecuencias esperadas (teóricas), a las que denotaremos por E_1, E_2, \dots, E_k . Se cumplirá: $E_1 + E_2 + \dots + E_k = n$. Como se muestra en la tabla 7.

Se tratará ahora de decidir si las frecuencias observadas están o no en concordancia con las frecuencias esperadas (es decir, si el número de resultados observados en cada clase aproximadamente al número esperado). Para comprobarlo, haremos uso de un contraste de hipótesis usando:

³⁵ Baró, J. y Alemany, R. (2000): "Estadística II". Ed. Fundació per a la Universitat Oberta de Catalunya. Barcelona.

Peña Sánchez de Rivera, D. (1987): "Estadística. Modelos y Métodos. Volumen 2".

- Error absoluto = $= \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (O_i - E_i)$
- Error relativo = $= \frac{100}{k} \sum_{i=1}^k \left(\frac{O_i - E_i}{E_i} \right)$
- Diferencia cuadrada = $= \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (O_i - E_i)^2$

Tabla 7 . Distribución de eventos.

	Frecuencia Observada	Frecuencia Esperada
Clase 1	O1	E1
Clase 2	O2	E2
...
Clase k	Ok	Ek
Total	n	n

Las ideas anteriores sugieren que, cuanto menor sean el valor del estadístico, más coherentes serán las observaciones obtenidas con los valores esperados. Por el contrario, valores grandes de este estadístico indicarán falta de concordancia entre las observaciones y lo esperado.

Una vez culminado el análisis de estos resultados, en el próximo capítulo se realizara una comparación con los pronósticos obtenidos para un aceite negro, para así poder determinar si los software son igual de efectivos en ambos escenarios.

4.1. RESULTADOS TIEMPOS TEMPRANOS

Figura 51. Pronósticos tiempos tempranos RB1.

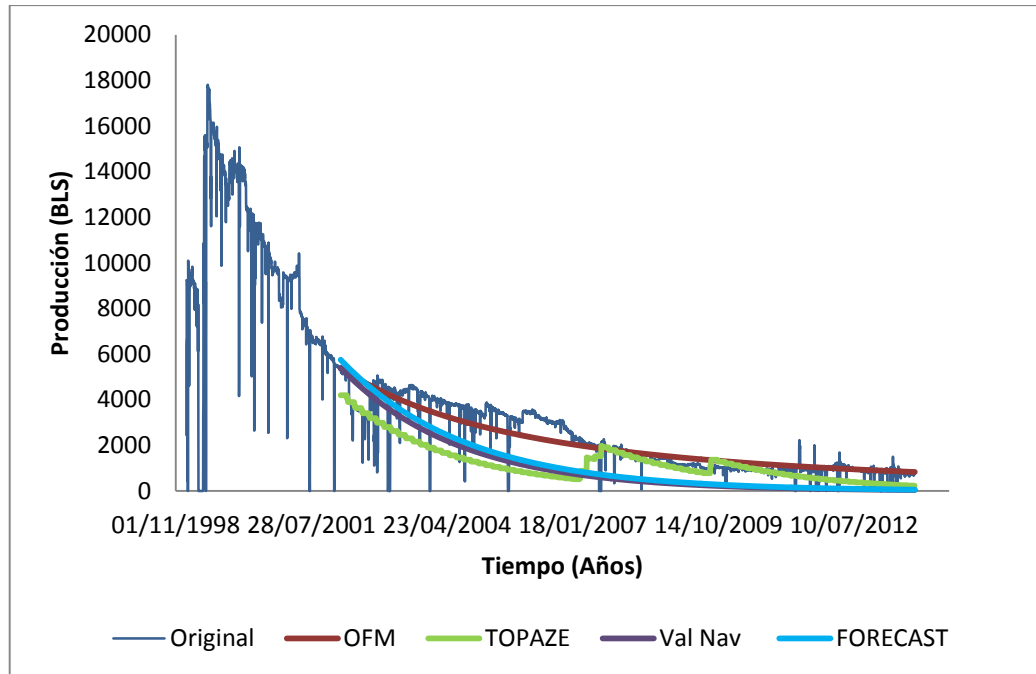


Tabla 8. Errores calculados para tiempos tempranos RB1.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	33.71	398403.92	43.69
TOPAZE	899.30	1865722.81	52.57
VAL NAV	1048.64	1711224.30	68.57
FORECAST	910.08	1452576.82	64.76

En la figura 51 y la tabla 8 se observa que el software que genera el pronóstico que más se ajusta al comportamiento real de la producción es OFM debido a que presenta el menor error absoluto en comparación con los demás software que es de 43.69%. También se evidencia que con Topaze a pesar que al principio se aleja del comportamiento real, transcurrido un tiempo se ajusta presenta un gran ajuste lo que lo lleva a tener un error de 52.7%.

Figura 52. Pronósticos tiempos tempranos RB2.

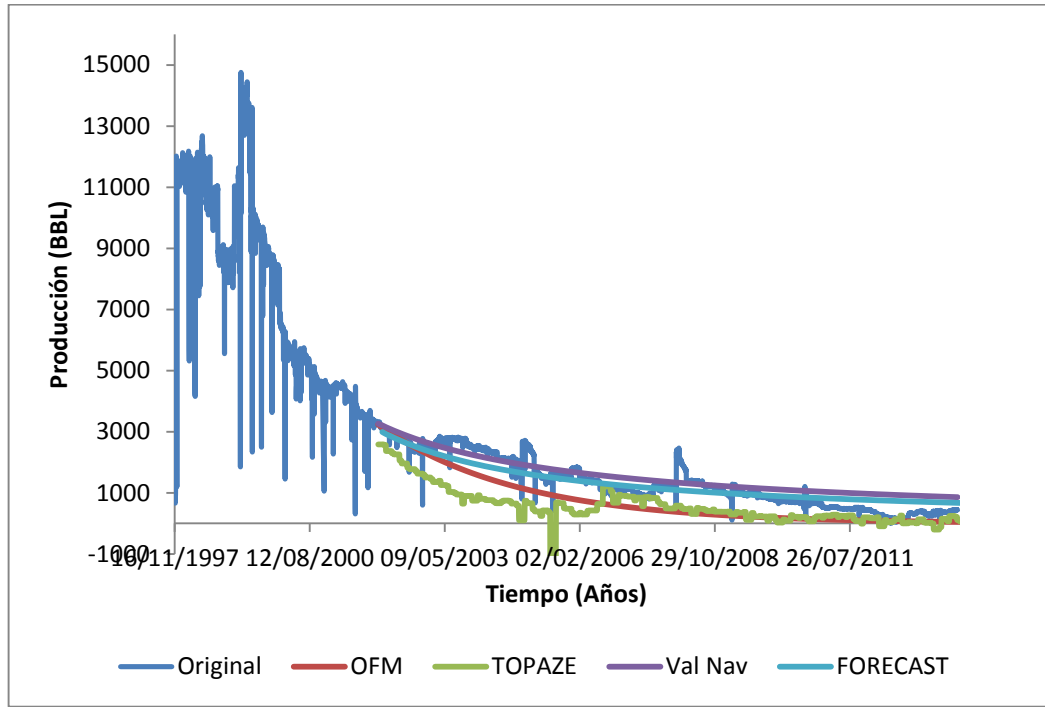


Tabla 9. Errores calculados para tiempos tempranos RB2.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	581.01	460920.33	55.78
TOPAZE	778.35	934087.71	62.39
VAL NAV	-212.32	157943.46	72.42
FORECAST	26.71	127998.51	51.24

Para RB2 el software de Kappa es el que ajusta de mejor manera con un error del 51,24 % seguido por OFM que presenta un error de 55.78%, de lo cual se puede concluir que hasta el momento OFM es el que mejor se ajusta a la tendencia de declinación.

Figura 53. Pronósticos tiempos tempranos RB3.

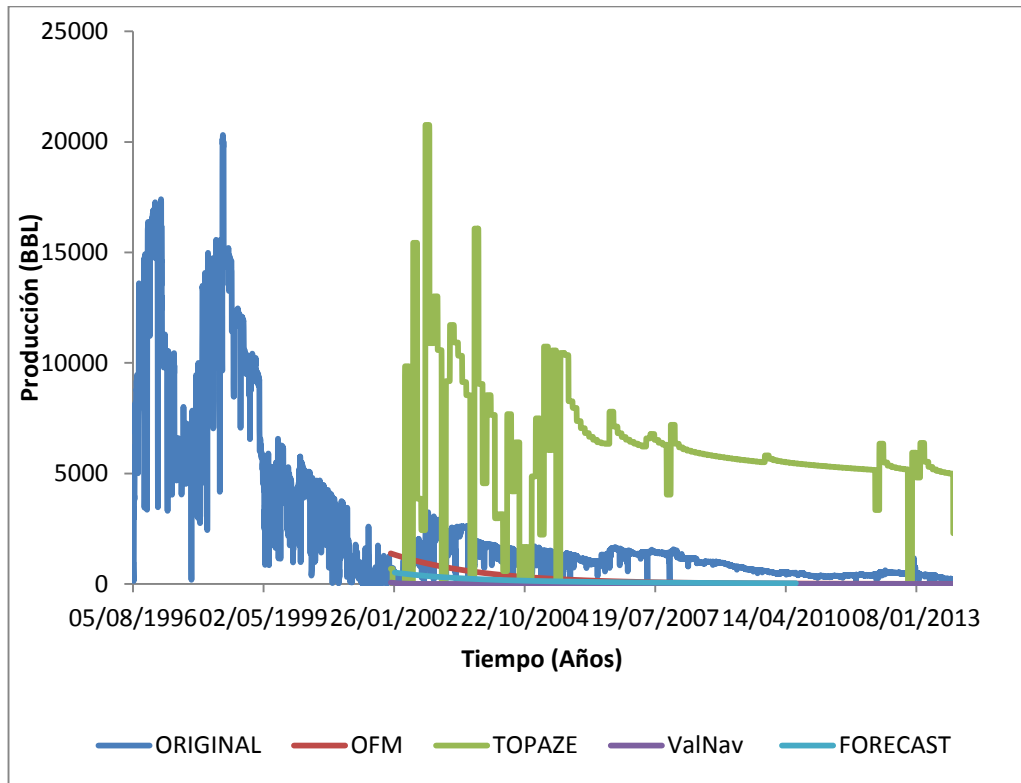


Tabla 10. Errores calculados para tiempos tempranos RB3.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	809.76	922910.34	111.07
TOPAZE	-4906.58	34129538.66	783.92
VAL NAV	1020.10	1433335.47	99.85
FORECAST	917.48	1164605.81	100.17

Por último el pozo RB3 al tener un comportamiento inestable de la producción, genera errores al realizar el pronóstico demasiados altos lo cual muestra la importancia de escoger pozos que presenten un comportamiento estable y con presiones de fondo constantes, esto último se evidencia en pronóstico generado por TOPAZE que tiene en cuenta el perfil de presiones.

4.2. RESULTADOS TIEMPOS MEDIOS

Figura 54. Pronósticos tiempos medios RB1

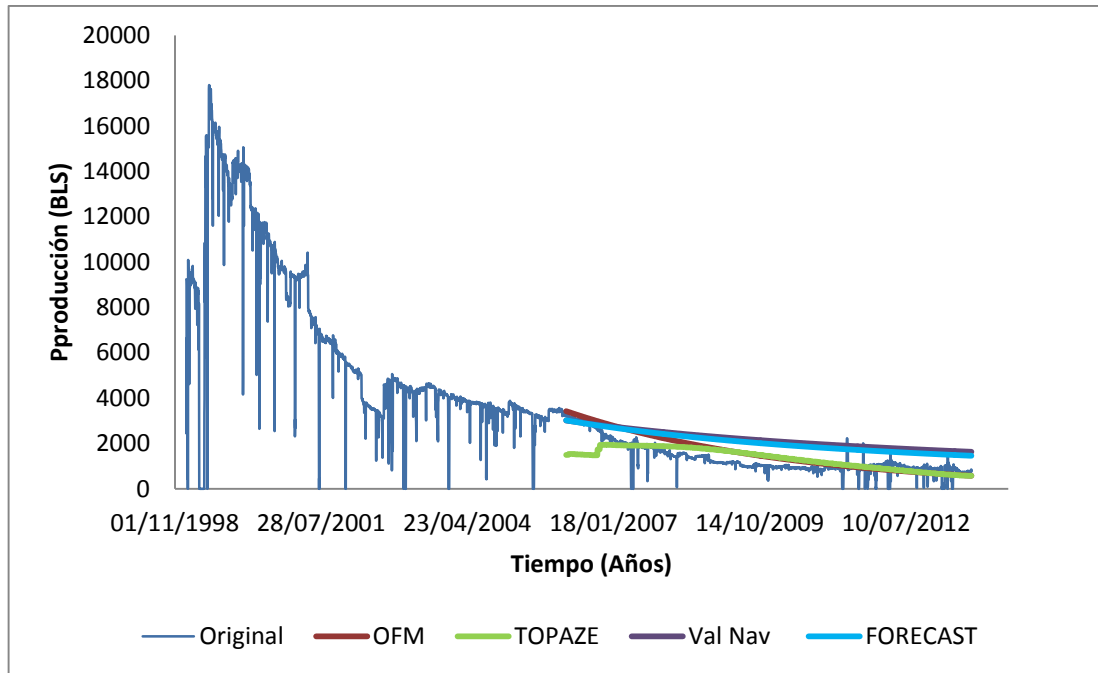


Tabla 11. Errores calculados para tiempos medios RB1.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	-284.38	220060.35	61.27
TOPAZE	-35.30	319782.16	60.69
VAL NAV	-870.03	911169.88	145.52
FORECAST	-750.71	696935.24	128.38

En este caso en particular tanto el software de Kappa como OFM presentan una tendencia similar con errores de 60.69% y 61.27% respectivamente, generando un mejor ajuste que los otros dos software que tienen errores mayores al 100%.

Figura 55. Pronósticos tiempos medios RB2.

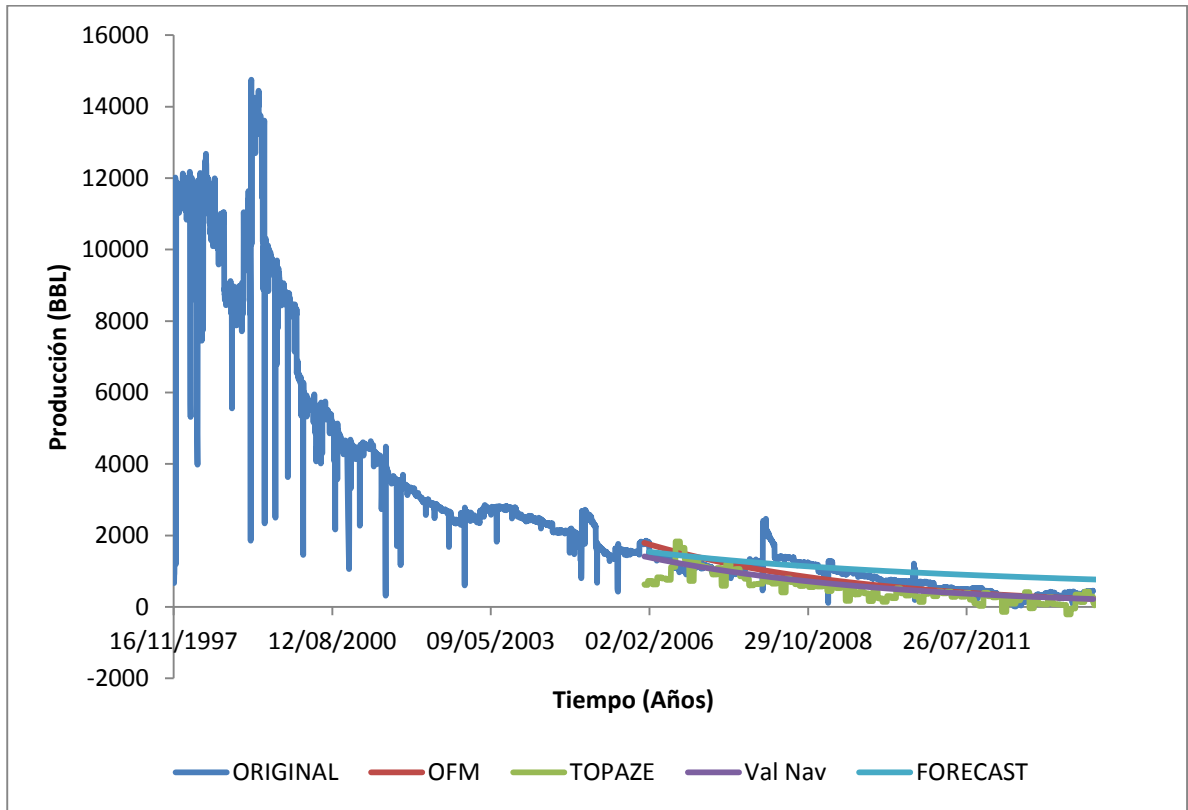


Tabla 12. Errores calculados para tiempos medios RB2.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	86.29	83162.76	34.66
TOPAZE	331.73	233411.71	51.34
VAL NAV	196.93	104782.16	35.50
FORECAST	-234.69	136090.56	86.52

Para tiempos medios en el pozo RB2 a excepción de FORECAST los software presentan una tendencia de declinación similar a la real liderando este ajuste OFM con un error de 34.66%.

Figura 56. Pronósticos tiempos medios RB3.

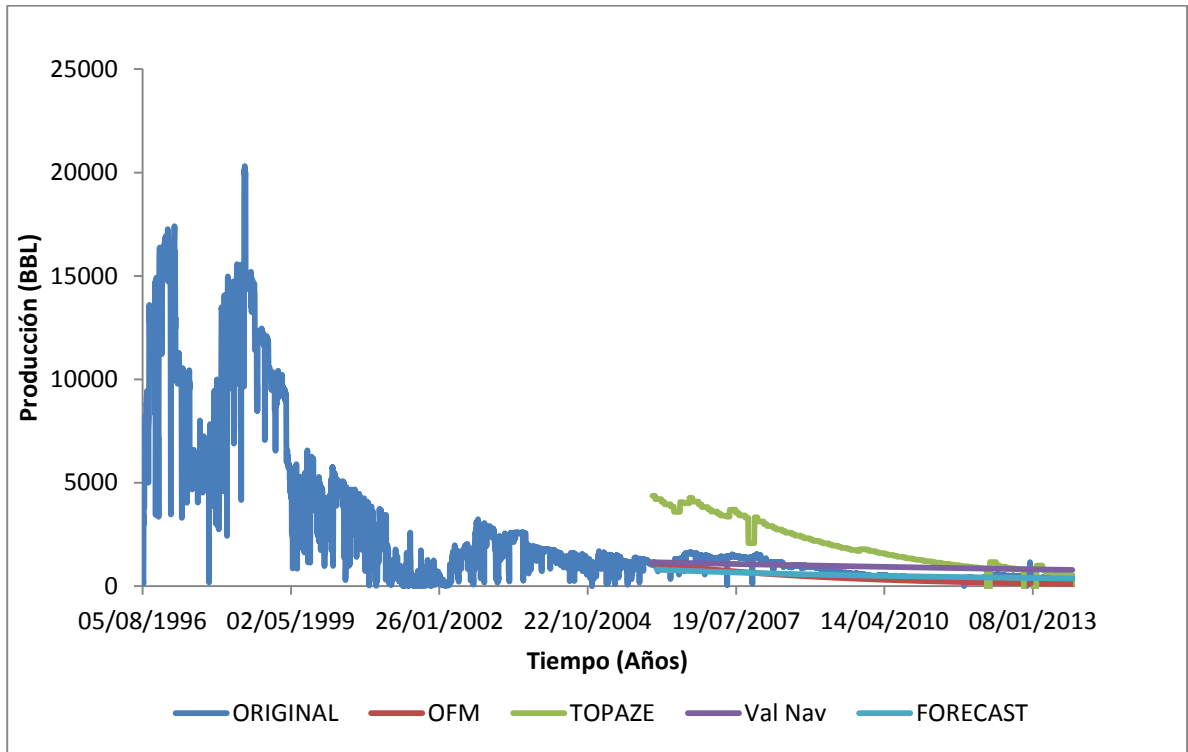


Tabla 13. Errores calculados para tiempos medios RB3.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	328.16	156125.83	46.64
TOPAZE	-1239.66	2362878.27	196.19
VAL NAV	-193.53	142046.52	78.95
FORECAST	225.81	148680.19	34.38

En este caso el software que mejor ajusta es FORECAST con un error de 34.38% seguido de OFM con un error de 46.64%.

4.3. RESULTADOS TIEMPOS TARDÍOS

Figura 57. Pronósticos tiempos tardíos RB1.

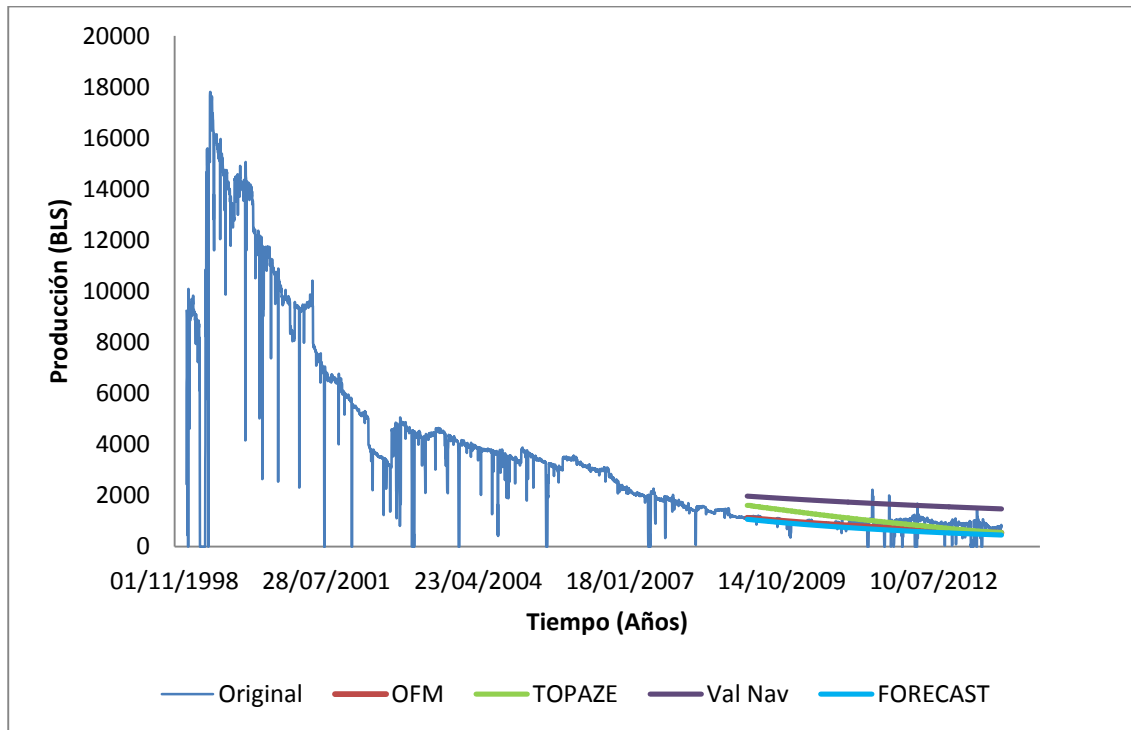


Tabla 14. Errores calculados para tiempos tardíos RB1.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	116.29	74145.53	55.52
TOPAZE	-123.63	121580.41	73.92
VAL NAV	-796.90	691718.36	172.33
FORECAST	198.59	101408.65	57.16

Para el pozo RB1 los software OFM y FORECAST presentan un ajuste favorable teniendo OFM el menor error entre ellos, se puede observar que Val Nav presenta un error mayor al 100% lo que lo descarta como una buena opción en este caso en particular.

Figura 58. Pronósticos tiempos tardíos RB2.

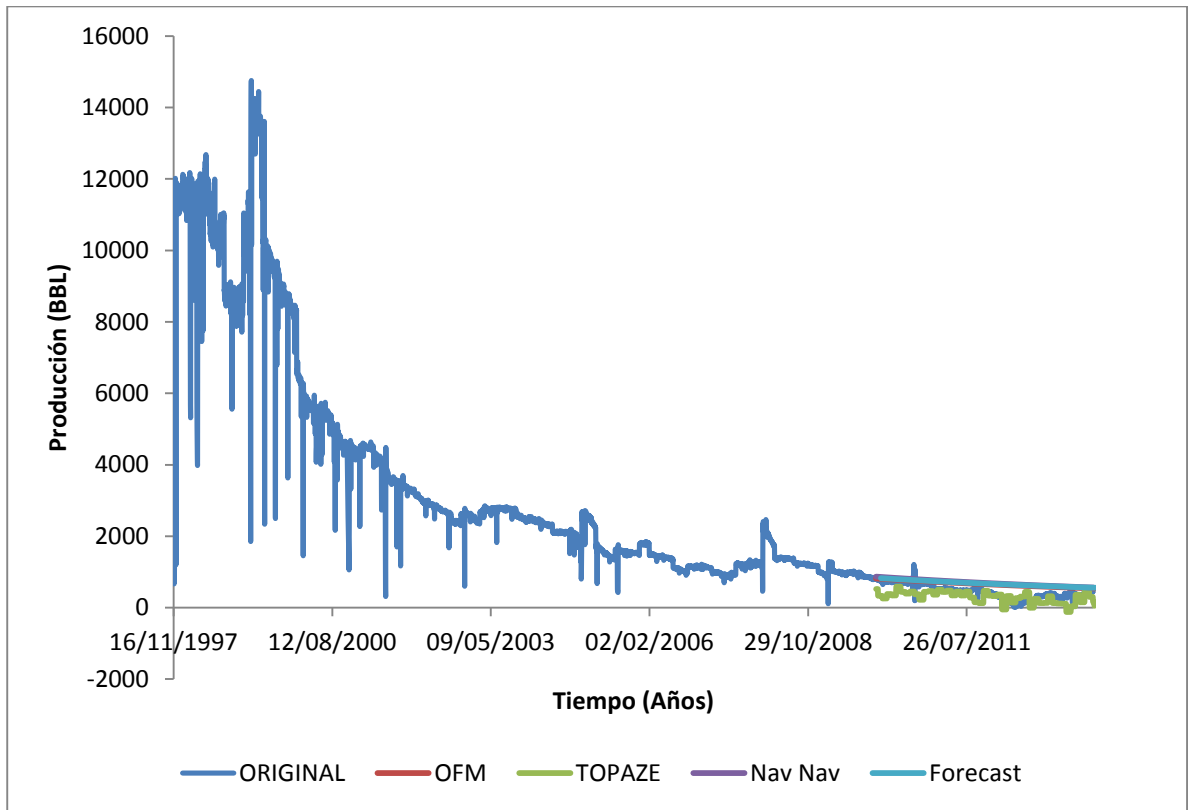


Tabla 15. Errores calculados para tiempos tardíos RB2.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	-206.83	60605.59	93.88
TOPAZE	159.57	57473.45	53.65
VAL NAV	-241.28	74878.00	103.41
FORECAST	-222.91	67548.82	98.76

A pesar que visualmente se podría inferir que los software generan un ajuste cercano al momento de calcular los errores se evidencia que estos son altos excepto para TOPAZE que en este caso es el que mejor se ajusta a la data real.

Figura 59. Pronósticos tiempos tardíos RB3.

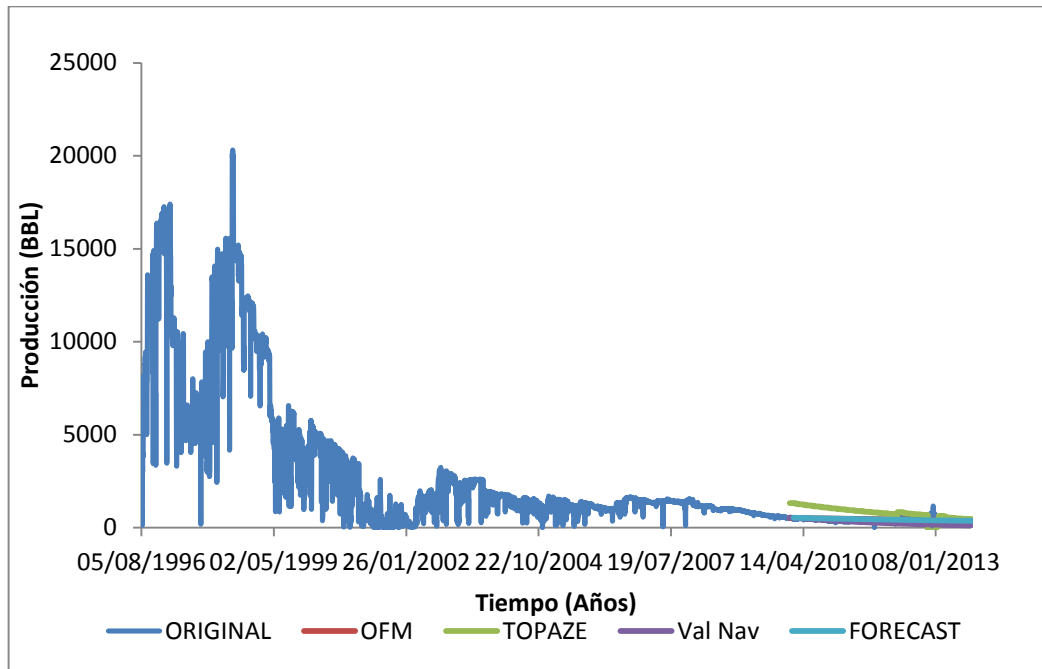


Tabla 16. Errores calculados para tiempos tardíos RB3.

Software	Error Absoluto	Diferencia Cuadrada	Error Relativo
OFM	-45.08	10663.84	31.74
TOPAZE	-389.34	295100.37	135.34
VAL NAV	128.03	34803.94	37.28
FORECAST	-33.24	10280.84	30.29

Para el pozo RB3 TOPAZE deja de ser una opción viable ya que presenta un error mayor al 100%. Por otro lado los demás software presentan un muy buen ajuste y cercanos entre ellos donde el error más bajo lo entrega FORECAST.

Al analizar el comportamiento de los software durante las simulaciones en los diferentes escenarios de tiempo se puede afirmar que **OFM** es el que con mayor frecuencia realiza un buen ajuste en su pronóstico, aunque en ocasiones no tiene el menor error de ajuste si presenta en todos los casos valores aceptables.

5. ANÁLISIS COMPARATIVO

Con el fin de general una conclusión de mayor peso, una vez realizadas las comparaciones entre los pozos RB en el capítulo anterior, se procede a generar pronósticos de producción con la data de otros tres pozos que poseen cualidades similares a las presentadas por los pozos RB y que por motivos de confidencialidad serán denominados R1, R2 y R3 que a su vez cumplen con las condiciones de selección mencionadas en capítulos anteriores. Al mismo tiempo se generaron los respectivos pronósticos de producción de tres pozos de aceite negro (B1, B2 y B3) para poder concluir si existe alguna diferencia al general pronósticos para diferentes fluidos.

A continuación se mostraron los resultados obtenidos apoyados en la herramienta software Excel con ayuda de tablas y graficas estadísticas de barras para los escenarios planteados.

5.1. COMPARACION TIEMPOS TEMPRANOS

Tabla 17. Comparación errores OFM.

TIEMPOS TEMPRANOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	137.13	478537.07	49.86
B2	50.40	527967.75	31.16
B3	129.33	60107.46	23.20
B4	2156.67	8150892.16	86.63
RB1	-766.90	1152125.99	75.18
RB2	580.88	460812.54	55.77
RB3	809.56	922689.71	111.04
PROMEDIO			61.83

En la tabla 17 se muestran los errores obtenidos al comparar los pronósticos generados con la herramienta software OFM con los datos de producción real, y el contraste entre los errores para un fluido composicional y un aceite negro. Es

evidente que el software genera mejores ajustes a la hora de pronosticar un aceite negro para el escenario en el que se cuentan con pocos datos de producción.

Tabla 18. Comparación errores TOPAZE.

TIEMPOS TEMPRANOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	-240.17	529111.43	87.31
B2	-464.38	771557.15	61.26
B3	5.10	42583.36	26.26
B4	113.75	3188928.47	47.12
RB1	-2859.42	8872241.95	257.72
RB2	778.16	933869.26	62.37
RB3	-4905.41	34121379.55	783.74
PROMEDIO			189.40

Realizando la misma comparación esta vez con TOPAZE se presenta la misma situación en la que los errores mostrados por los pronósticos generados por un aceite negro son menores como se ve en la tabla 18.

Tabla 19. Comparación errores Val Nav.

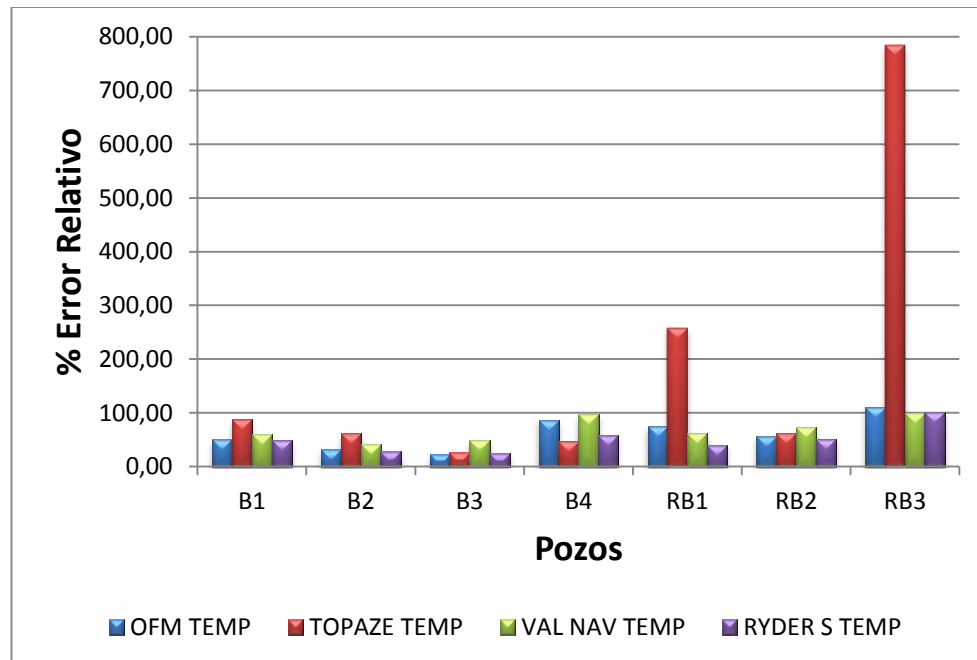
TIEMPOS TEMPRANOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	613.67	818367.19	59.12
B2	708.31	1059470.97	42.06
B3	311.86	177542.05	49.47
B4	2408.41	9496035.27	96.64
RB1	888.17	1517369.63	61.72
RB2	-212.27	157906.52	72.40
RB3	1019.85	1432992.82	99.83
PROMEDIO			68.75

Tabla 20. Comparación errores FORECAST.

TIEMPOS TEMPRANOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	533.92	735758.89	49.15
B2	198.90	565521.24	27.80
B3	162.80	70149.11	25.41
B4	1581.52	5668468.90	57.39
RB1	401.47	688920.75	39.84
RB2	26.70	127968.57	51.23
RB3	917.27	1164327.40	100.15
PROMEDIO			50.14

El escenario en el que los pronósticos son más acertados cuando se realizan para un aceite negro se repiten para todos los software. Par apreciar la magnitud de la diferencia y evidenciar lo acertado que es el software OFEM se graficaron los errores en la figura 60.

Figura 60. Grafica de errores para tiempos tempranos.



5.2. COMPARACION TIEMPOS INTERMEDIOS.

Figura 61. Comparación errores OFM

TIEMPOS MEDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	145.17	166682.66	46.76
B2	-163.08	297022.36	40.95
B3	225.27	130388.90	42.34
B4	-595.01	414073.47	59.92
RB1	-207.46	240410.02	62.93
RB2	86.26	83133.26	34.64
RB3	328.04	156069.87	46.63
PROMEDIO			47.74

Figura 62. Comparación errores TOPAZE.

TIEMPOS MEDIOS			
Pozos	Error Abs.	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	-348.27	261324.42	98.01
B2	-650.08	703883.30	73.03
B3	132.06	98129.14	42.95
B4	-2391.92	5775507.84	224.28
RB1	-1239.22	2362031.36	196.12
RB2	-337.64	594965.15	85.69
RB3	331.61	233328.92	51.32
PROMEDIO			110.20

La figura muestra que el comportamiento de los errores para tiempos medio es muy similar ya no es evidente la diferencia entre los pronósticos generados por diferentes fluidos.

A su vez la figura 62 muestra que para fluidos de la misma categoría los errores mantienen en un rango similar y muy alto en comparación con los de un aceite negro.

Figura 63. Comparación errores Val Nav.

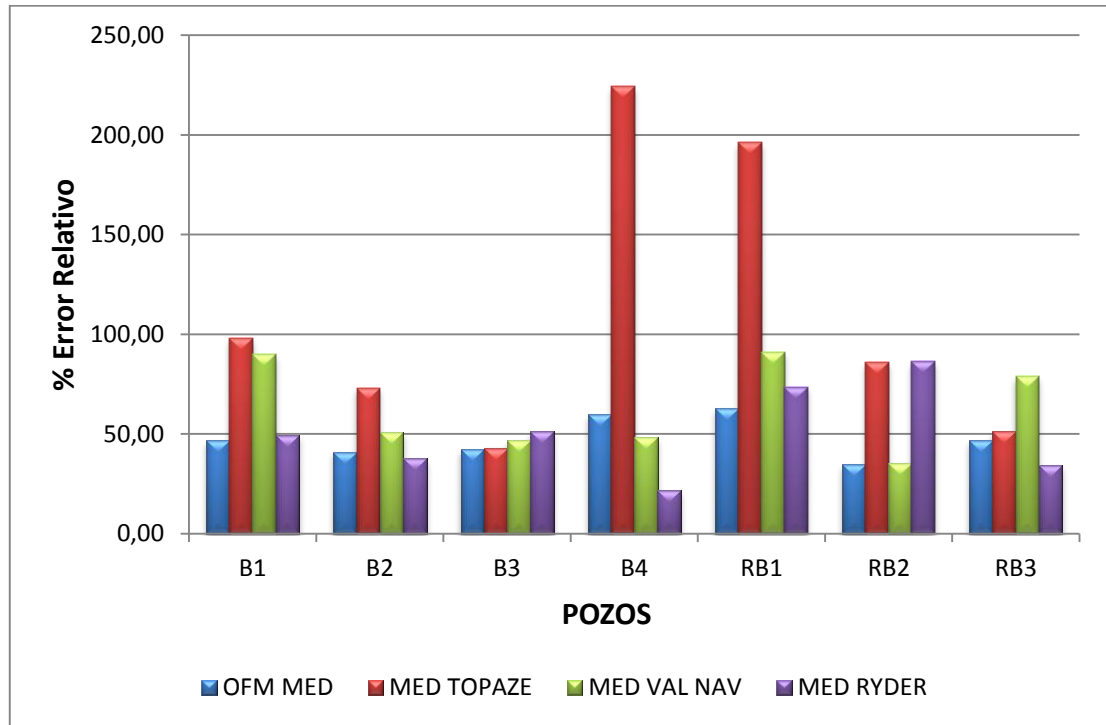
TIEMPOS MEDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	636.79	542708.45	89.84
B2	752.91	818678.90	50.60
B3	312.51	188396.21	46.72
B4	550.15	363404.46	48.19
RB1	-458.77	483455.57	90.93
RB2	196.86	104744.99	35.49
RB3	-193.46	141995.60	78.92
PROMEDIO			62.95

Figura 64. Comparación errores FORECAST.

TIEMPOS MEDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
B1	315.16	235287.57	49.31
B2	380.38	417316.65	37.54
B3	397.68	239075.38	51.32
B4	279.07	139972.03	21.69
RB1	-223.01	317883.01	73.62
RB2	-234.61	136042.28	86.49
RB3	225.73	148626.90	34.37
PROMEDIO			50.62

Los datos mostrados en las tablas 61, 62,63 y 64 muestran que la diferencia disminuye cuando se trata de tiempos intermedios pero aun así es evidente la diferencia cuando se trata de diferentes tipos de fluidos ya que sigue presentando mejor ajuste pozos con aceite negro. Y a su vez OFM es el que presenta un menor error como se puede observar en la figura 61.

Figura 65. Grafica de errores para tiempos intermedios.



5.3. COMPARACIÓN TIEMPOS TARDIOS

Figura 66. Comparación errores OFM

TIEMPOS TARDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
R1	683.48	841506.17	78.70
R2	-84.08	80287.43	258.51
R3	279.09	253174.98	137.06
RB1	-158.47	76762.92	62.40
RB2	-206.68	60560.96	93.81
RB3	-45.05	10655.83	31.72
PROMEDIO			110.37

Figura 67. Comparación errores TOPAZE.

TIEMPOS TARDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
R1	169.00	385783.80	317.42
R2	-243.18	148953.82	435.34
R3	11.71	182885.69	239.02
RB1	-180.99	135062.96	68.13
RB2	159.45	57431.13	53.61
RB3	-389.05	294878.65	135.23
PROMEDIO			208.13

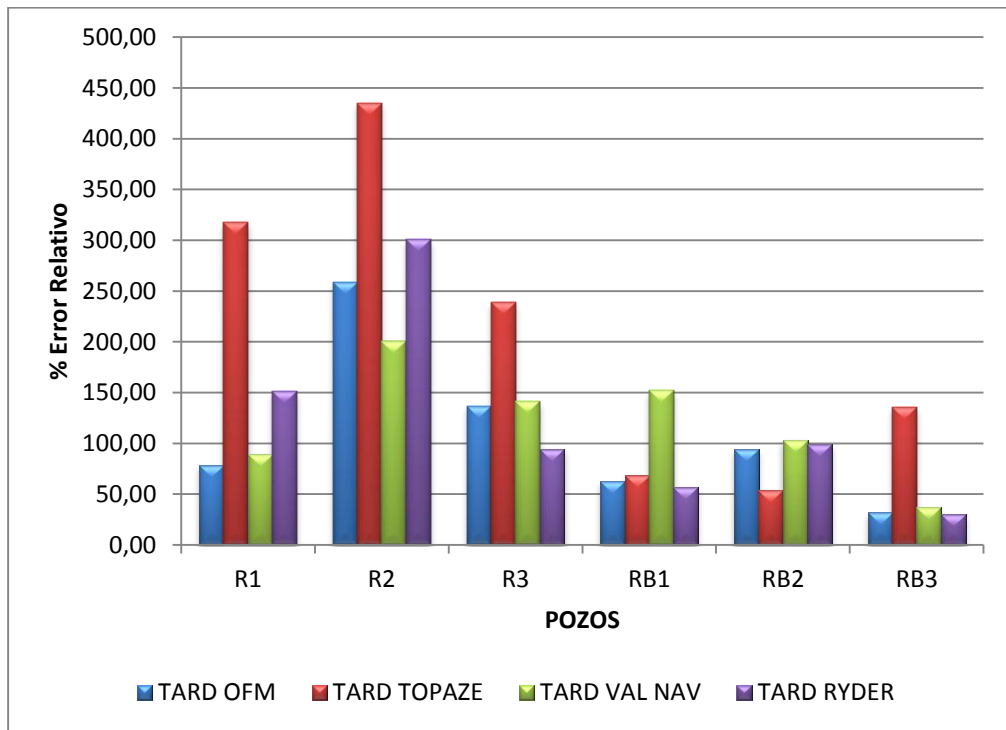
Figura 68. Comparación errores Val Nav.

TIEMPOS TARDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
R1	675.02	833794.20	89.40
R2	32.94	71364.42	200.16
R3	233.39	205801.22	141.46
RB1	-781.36	661993.34	152.24
RB2	-241.11	74822.86	103.34
RB3	127.93	34777.79	37.25
PROMEDIO			120.64

Figura 69. Comparación errores FORECAST.

TIEMPOS TARDIOS			
Pozos	Error Absoluto	Dif. Cuadrado	Error Relativo
R1	512.72	634772.77	151.33
R2	-34.82	95161.50	300.63
R3	420.99	366508.45	94.49
RB1	192.17	68356.58	57.07
RB2	-222.75	67499.08	98.69
RB3	-33.21	10273.12	30.26
PROMEDIO			122.08

Figura 70. Grafica de errores para tiempos tardíos.



Lo que se busca mostrar con las tablas 66, 67,68 y 69 en conjunto con la figura 70 es que cuando se generan pronósticos para fluidos composicionales los errores generados al comparar con la producción real son muy altos.

En forma de conclusión es evidente que el software OFM de Schlumberger presenta el mejor ajuste en los diferentes escenarios aun así cuando se trata de fluidos composicionales todas las herramientas presentan errores muy altos

6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE OPERABILIDAD

La oportunidad de interactuar con herramientas software que permiten realizar diversos análisis propios de la Ingeniería de Petróleos y que ayudan a la optimización de procesos conlleva a generar una comparación entre herramientas desde la experiencia de manejo y la perspectiva del operador, para así obtener una opinión sobre la maniobrabilidad de las herramientas para destacar facilidad y precisión.

A medida que se fue desarrollando el estudio en cada capítulo y por cada pronóstico generado, van quedando algunos aspectos a comparar y por ende unos criterios de comparación en los que se expone las diferencias y similitudes identificadas durante la interacción con las herramientas.

6.1. INTERFAZ GRAFICA

Cada software tiene una manera distinta de presentarse visualmente al usuario, pero ninguno de ellos deja a un lado la visualización agradable y organizada de todas las herramientas disponibles. OFM se presenta con un área de trabajo en la que se tiene a disposición la mayoría de herramientas en dos pestañas laterales y para cada herramienta o modificación a realizar hay un icono que da certeza de lo que se está por utilizar.

De igual manera la navegación por la herramienta se basa en la selección del pozo, campo o zona de producción de estudio por medio de los filtros y la búsqueda del estudio a realizar o ajuste del mismo por medio de los iconos presentes en las barras de herramientas, para trabajar con este software se debe tener una base de datos rica en información que será cargada desde un principio, lo que hace que una vez se esté realizando algún análisis los datos que el software solicite sean mínimos y enfocados a los ajustes.

Por su parte Ecrin presenta una interfaz un poco más colorida con una barra de herramientas y una única pestaña lateral donde están los estudio que son posibles realizar con los módulos que nos ofrece, es muy intuitivo de manejar aunque la manera en que se realizan los estudio es secuencial, se va cargando la información a medida que se va avanzando en el procedimiento.

Val Nav se presenta al usuario con una agradable interfaz que a simple vista tiene muchas pestañas alrededor del área de trabajo y al igual que OFM la información se monta desde un principio y los datos que se ingresa después simplemente es para generar ajustes o correcciones de propiedades. Por su parte FORECAST se presenta su interfaz de una manera más sobria y sencilla, mostrando a la vista del usuario las herramientas que puede utilizar para modificar los pronósticos. Todas estas herramientas brindan la posibilidad de cambiar el color de fondo del área de trabajo y gráfica, de igual manera las gráficas y títulos son modificables para ayudar a diferencial fluidos y hacer más estéticamente agradable el trabajo.

6.2. INFORMACION REQUERIDA

La confiabilidad y veracidad de un software lo hace destacar entre los demás, pero si esto va acompañado de cierta simplicidad de manejo y exigencia mínima de datos realmente lo hace más práctico. Muchas veces los ingenieros se apoyan en un software con el fin de verificar u obtener ideas más explícitas de ciertos fenómenos y en la mayoría de los casos no se posee toda la información necesaria.

Por lo anteriormente mencionado, una de las ventajas que brinda Val Nav respecto a los demás software es que ofrecer un modelo simple de carga de data por medio de un archivo de valores separados por comas de Microsoft Office Excel (.csv) y para cada módulo en el que se introduce información puntual existe una alerta con signo de exclamación que ayuda a identificar los datos faltantes, pero aun así se

puede seguir con el procedimiento, esto quiere decir que si solo se poseen caudales de producción es posible realizar un pronóstico con este software.

A su vez Ecrin necesita más información entre la que destaca las presiones de cabeza para los diferentes lapsos de tiempo a los q se desean realizar el pronóstico, para llegar a obtener el pronóstico se requiere de una secuencia de carga de datos que en el caso de no poseer alguno de ellos no es posible continuar con el proceso.

Por otra parte OFM necesita una base de datos en Access que contenga gran cantidad de datos que estén muy bien organizados, de igual forma cada variable y nomenclatura utilizada debe ser del conocimiento del usuario. Es importante saber qué tablas de datos son estáticas y cuales dinámicas, ya que éstas últimas cambian de acuerdo a los procedimientos que el software realiza para entregar el pronóstico. Al igual que el software anterior FORECAST necesita de una base de datos en Access para que sea posible la carga de la data de producción, este software trae una base de datos que se puede modificar para facilitar la carga de los mismos lo único que se debe tener en cuenta es el nombre del pozo, las fechas, los caudales y tener claro si la información ingresada es mensual o diaria.

6.3. MODULO DE PRONÓSTICO

Aunque en los pronósticos como resultado solo tenemos caudales de producción a un tiempo determinado, para llegar a este resultado se debe tener en cuenta más información que solo data de producción, por esto es importante poseer un perfil de presiones, algunas cualidades del yacimiento y datos del estado del pozo que ayuden a predecir de mejor manera el aporte del yacimiento.

OFM en su módulo de pronósticos destaca por brindar la posibilidad de cambiar de modelo de declinación y no solo calcular por Arps, también se puede ajustar el pronóstico a las curvas de Fetkovich, de igual manera es posible discriminar los datos que no guardan una misma tendencia con el fin de obtener menor dispersión

de datos; las herramientas de personalización y ajuste que brinda OFM son más amplias y cubren mejor necesidades del usuario a nivel catedrático.

Como ya se ha mencionado Ecrin solicita un paso a paso de ingreso de información y ajuste de propiedades para llegar al pronóstico, destacando que involucra las presiones y los cálculos de Fetkovich y Blasingame para así pasar a un ajuste de datos y poder obtener el pronóstico.

Por el contrario Val Nav sin mayor cantidad de información y con el simple hecho de seleccionar el pozo de estudio se genera un pronóstico que puede ser ajustado con simples datos como los periodos de tiempo, BS&W y GOR en la pestaña de predicción. Al igual que Val Nav, FORECAT solo necesita de la data de producción para generar un pronóstico y en su módulo de pronóstico ofrece la posibilidad de graficar manualmente la tendencia y ajustarla a conveniencia, además posee una herramienta de autoajuste para ayudar a la veracidad del pronóstico, por otro lado tiene un módulo en el cual se puede hacer un análisis múltiples. Los resultados de este último al graficarse la tendencia de forma manual dependen del conocimiento del campo y la experiencia del usuario.

6.4. REPORTE DE RESULTADOS

En este aspecto Val Nav posee un sección dedicada especialmente a reportes en la cual se puede seleccionar la información que se necesita presentar ya sea en graficas o tablas y se puede hacer un formato con el logo de la empresa de interés o a la que se desee presentar la información. Esta información se exporta a un archivo Pdf o las tablas a archivos .txt. A su vez OFM y Ecrin solo permiten copiar la información de las tablas a portapapeles con la diferencia que OFM genera tablas de todo lo que se guarde y modifique en la base de datos que se cargó desde el principio. Por su parte FORECAST presenta un icono en la su barra de herramientas

para visualizar los datos generados por al calcular el pronóstico, los cuales pueden ser copiados a un Excel o directamente enviados a la basa de datos del análisis.

La tabla 17 muestra de manera global los resultados que se obtuvieron de la evaluación a los criterios mencionados anteriormente para los cuatro simuladores de acuerdo a la experiencia de manejo.

Tabla 21. Análisis comparativo.

	OFM	ECRIN	VAL NAV	FORECAST
INTERFAZ GRAFICA	BUENO	EXCELENTE	EXCELENTE	BUENO
INFORMACION REQUERIDA	BUENO	EXCELENTE	BUENO	BUENO
MODULO DE PRONÓSTICOS	EXCELENTE	BUENO	BUENO	BUENO
REPORTE DE RESULTADOS	BUENO	BUENO	EXCELENTE	BUENO

Cabe resaltar que el hecho que una herramienta presente una mejor experiencia de manejo no quiere decir que por esto destacara por encima de las demás, ya que el verdadero valor es la exactitud de sus cálculos y la parte operacional es solo un valor agregado.

7. CONCLUSIONES

- El modelo que mejor simula el comportamiento de la declinación para pozos productores de yacimientos composicionales es la declinación hiperbólica, aunque en segmentos cortos de tiempo tiende a comportarse semejante a una declinación exponencial, esto generalmente en los primeros años de la vida productiva del pozo, hasta el momento en el que se empieza a marcar la tendencia.
- El modelo empírico de Arps para la generación de pronósticos de producción es el método más utilizado para realizar pronósticos debido a que es posible ajustar en tres tipos de declinación (exponencial, hiperbólica y logarítmica) de una forma sencilla y sin requerir mayor cantidad de datos.
- Quien esté a cargo del manejo del software deberá tener en cuenta que si se encuentra frente a pozos de yacimientos composicionales la simulación debe realizarse con una declinación tipo hiperbólica, la cual ajustará mejor a la realidad en el futuro y el error será menor, a que si escogiese otro tipo de declinación
- Para realizar una predicción de uno o varios pozos de un yacimiento composicional con pocos años de producción, según el estudio realizado de los software mencionados en este documento, la mejor opción para ese caso es Oil Field Manager (OFM), pues el error que arrojo con pocos años de producción, fue más bajo que el error generado por Topaze y Val-Nav.
- Para realizar una simulación rápida y fácil para obtener una idea de la producción a futuro de un pozo de un yacimiento composicional la mejor opción es FORECAST, ya que el montaje de los pozos es fácil, rápido y el porcentaje de error es bajo, y esto lo hace adecuado para proyectos cortos.

- Cuándo la tendencia de declinación en la producción de un pozo con fluido composicional se comporta como una curva pronunciada el módulo Topaze de Ecrin presenta mejor ajuste.
- Realizar pronósticos de la producción de un fluido basado en cálculos tan sencillos, muestra que un análisis de este tipo es una simplificación excesiva del problema en el mejor de los casos y en el peor un completo error.
- Al analizar el comportamiento de los software durante las simulaciones en los diferentes escenarios de tiempo se puede afirmar que OFM es el que con mayor frecuencia realiza un buen ajuste en su pronóstico, aunque en ocasiones no tiene el menor error de ajuste si presenta en todos los casos valores aceptables.
- Las herramientas software presentan mejor ajuste cuando se trata de realizar pronósticos de producción para un tipo de fluido diferente al composicional. Y a su vez la herramienta software OFM presenta mejor ajuste en los diferentes escenarios.

8. RECOMENDACIONES

Estudios de este tipo deben ser realizados con el fin de evaluar las herramientas software en las que se apoya la mayoría de los cálculos ingenieriles en la industria y más aún cuando involucran fluidos que no se comportan de la misma manera que los comúnmente manejados.

En este como en cualquier estudio es de vital importancia tener certeza de la calidad de los datos que se están recolectando para de esta manera escoger el caso de estudio más representativo y a su vez tener la suficiente información para respaldar cualquier cálculo que se necesite para el desarrollo del mismo.

Es de gran importancia poder realizar un estudio de sensibilización en el cual se pueda llegar a establecer cuáles son los factores que más afectan la bondad de ajuste de los pronósticos de producción obtenidos por herramientas software,. Y de igual manera llegar a comparar pronósticos de diferentes fluidos para poder llegar a una conclusión más clara de cuál modelo utilizar para pronosticar un tipo de fluido en común.

En este trabajo se hizo énfasis en la producción de crudo, seria enriquecedor realizar un análisis similar para los pronósticos de gas en los que se pueda involucrar la composición de dicho gas de producción para poder entrar al análisis de otros software que realicen este mismo tipo de pronósticos.

BIBLIOGRÁFIA

ARNOLD, R. Anderson, R. Preliminary Report on Coalinga Oil District. U.S. Geological Survey Bulletin [online], 1979. p.357.

ARPS, J.J. Analysis of Decline Curves [online], 1945.p. 160, 228-247.

BLASINGAME, T.A., MCCRAY, T.C., and LEE, W.J. Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable [online], 1955.

CUTLER, W.W. Jr. Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves [online], 1924.p. 228.

FETKOVICH, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves [online], 1980. p.1065-1077.

FORECAST User Guide. Copyright 2011 Ryder Scott. All rights reserved.

GENTRY, R.W. Decline Curve Analysis [online], January 1972.p. 38-41.

JOHNSON, R.H. BOLLENS A.L. The Loss Ratio Method of Extrapolating Oil Well Decline Curves [online], 1927. p. 27, 771.

MC, Cain W. The Properties of Petroleum Fluids. 2nd Edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1990.

MCCRAY, T.C. Reservoir Analysis Using Production Decline Data and Adjusted Time," M.S. Petroleum Engineering Thesis, Texas: Texas A&M U., College Station TX 1990.

RAMSAY, H.J. GUERRERO, E.T. The Ability of Rate-Time Decline Curves to Predict Production Rates. [Online], 1969.p.139-141.

SLIDER, H.C. A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis [online], 1968. p. 235-236.

SPIVEY, J.P., GATENS, J.M., SEMMELBECK M.E., and LEE, W.J. Integral Type Curves for Advanced Decline Curve Analysis [online], 1992 [presented at the SPE Mid-Continent Gas Symposium].

TOPAZE GUIDED SESSION #1 User Guide. Copyright 2011 Kappa. All rights reserved.

VALUE NAVIGATOR User Guide. Copyright 2014, Energy Navigator. All rights reserved.