



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
COMISIÓN DE ESTUDIOS PARA GRADUADOS
AREA DE POSTGRADO EN ESTADISTICA Y ACTUARIADO
PROGRAMA INTEGRADO DE POSTGRADO EN ESTADÍSTICA

CONSTRUCCIÓN DE CURVAS PRINCIPALES DE
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, BAJO INCERTIDUMBRE Y
RIESGO DE DISMINUCIÓN, EN CAMPOS PRODUCTORES
“PDVSA, DIVISION ORIENTE”,
LAPSO 2003–2008.

Trabajo de Grado presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
como requisito parcial para optar al Título de
Especialización en Estadística

AUTOR: Lic. Carlos Javier Yépez Ballesteros
C.I.: 10.811.059

TUTOR: Dra. Maura Leonor Vásquez de Ramírez
C.I.: 3.100.452

Caracas, noviembre de 2009



INDICE

	pp.
Dedicatoria.....	xiii
Agradecimientos.....	xiv
Resumen.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	16
CAPITULO I	
1.1.- PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	23
1.1.1.- Planteamiento del Problema.....	23
1.1.2.- Interrogantes de la Investigación.....	25
1.2.- OBJETIVO GENERAL.....	25
1.3.- OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	25
1.4.- IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN.....	26
1.5.- LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN.....	29
CAPITULO II	
2.1.- MATERIALES.....	31
2.1.1.- Fuentes de Información.....	31
2.1.2.- Universo.....	31
2.1.3.- Unidades Estadísticas.....	31
2.1.4.- Variables.....	37
2.1.5.- Cobertura.....	37
CAPITULO III	
3.1.- MARCO TEÓRICO.....	41
3.1.1.- Teoría del Petróleo, que fundamenta el problema.....	41
3.1.1.1.- Petróleo.....	41



pp.

CAPITULO IV

4.1.- ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	48
4.1.1.- Tipo y Diseño de la Investigación.....	48
4.1.2.- Métodos Utilizados.....	49
4.1.2.1.- Método estadístico que fundamenta la estrategia utilizada...	49
4.1.2.1.1.- Análisis de Componentes Principales.....	49
4.1.2.2.- Método de Riesgo Operacional, de Disminución Volumétrica de la producción del Petróleo.....	52
4.1.2.3.- Método con enfoque actuarial que fundamenta el Modelo de Pérdidas Agregadas.....	53
4.2.- METODOLOGÍA ESTADÍSTICA.....	62
4.2.1.- Estrategia de Análisis.....	62
4.2.2.- Paquetes Estadísticos.....	62

CAPITULO V

5.1.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	64
5.1.1. Análisis de las curvas Principales.....	64
5.1.2. Análisis del Valor Volumétrico de Riesgo de Disminución de la Producción de Petróleo en Promedio día basado en Modelo Actuarial de Pérdidas Agregadas.....	88
5.1.2.1. Modelo de Pérdidas Agregadas.....	88
5.1.2.2. Modelo de Ocurrencia de Eventos.....	88
5.1.2.3. Modelo de Severidad de los Eventos.....	91
5.1.2.4. Modelo Probabilístico de Pérdidas Agregadas.....	94
5.1.2.5. Utilización de Resultados.....	96
5.2.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
5.2.1. Conclusiones.....	98
5.2.2. Recomendaciones.....	99
5.3.- APENDICE.....	101



	pp.
5.3.1.- Glosarios, Definiciones.....	101
BIBLIOGRAFIA.....	113
Libros, Documentos y Trabajos de Grado.....	113
ANEXOS.....	117
A Datos Estadísticos.....	117



INDICE DE GRÁFICOS

	pp.
1. Producción Promedio de Petróleo, 2007.....	18
2. Producción Promedio de Petróleo, 2007 CORPORACIÓN.....	19
3. Producción Promedio de Petróleo, 2007 DIVISIÓN ORIENTE.....	19
4. Criterio de varianza explicada.....	65
5. Criterio de Scree test.....	66
6. Criterio del Promedio.....	67
7. Criterio Contraste de Bartlett.....	68
8. Contribución campos de Producción de Petróleo a la Primera Curva Principal.	70
9. Producción mensual Campo NEFJUSEPIN con la Primera Curva Principal....	71
10. Producción mensual Campo NPPIRITAL con la Primera Curva Principal.....	72
11. Producción mensual Campo STDLEVAS con la Primera Curva Principal.....	72
12. Producción mensual Campo STPMELONES con la Primera Curva Principal.	73
13. Producción mensual Campo STPMEREY con la Primera Curva Principal.....	73
14. Producción mensual Campo NPTACATA con la Primera Curva Principal....	74
15. Producción mensual Campo STDDACION con la Primera Curva Principal... 75	
16. Producción mensual Campo STLYOPALES CENTRAL con la Primera Curva Principal.....	75
17. Contribución campos Producción de Petróleo a la Segunda Curva Principal....	76
18. Producción mensual Campo NOOROCUAL con la Segunda Curva Principal.	77
19. Producción mensual del Campo STLELIAS con la Segunda Curva Principal.	77
20. Producción mensual del Campo STLGG 401 con la Segunda Curva Principal.	78
21. Producción mensual del Campo STPMIGA con la Segunda Curva Principal...	78
22. Producción mensual del Campo STPOSTRA con la Segunda Curva Principal.	79
23. Contribución campos de Producción de Petróleo a la Tercera Curva Principal	79
24. Producción mensual Campo NJJUSEPIN con la Tercera Curva Principal.....	80
25. Producción mensual Campo STLBUDARE con la Tercera Curva Principal....	81
26. Producción mensual Campo STLGM 2 con la Tercera Curva Principal.....	81



pp.

27. Producción mensual Campo STLYOPALESNORTE Tercera Curva Principal	82
28. Producción mensual Campo STMPATOESTE con la Tercera Curva Principal	82
29. Prueba Bondad de Ajuste para Modelo de ocurrencia.....	89
30. Función de Distribución de Masa de la variable k: Ocurrencia.....	90
31. Prueba Bondad de Ajuste para Modelo de severidad.....	92
32. Función Teórica de Distribución de densidad de la Variable X: Severidad de cada evento.....	93
33. Modelo de Pérdidas agregadas Simulada por “Monte Carlo”, con el mes de octubre 2008.....	95
34. Distrito Norte Unidad de Producción Campo de Producción Lapso 1984-2007	117
35. Distrito San Tomé, Unidad de Producción, Campos, Lapso 1984-2007.....	118
36. Distritos, Unidades y Campos de Producción, Lapso 2003-2007.....	119
37. Producción Total Fiscalizada	120



Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, Gladys y Roger.

A mis hijas Carla y Gabriela.

A mi esposa Carmen Teresa García de Yépez que, con gran constancia y comprensión, ha sido pilar fundamental del núcleo familiar.

A mis hermanos, y toda mi familia.

A mis seres queridos que ya no están con nosotros: mi hermana María Antonia Yépez, mi hermano José Ángel Yépez, mis abuelas y abuelos.



Agradecimientos

Agradezco a la Tutora Maura Vásquez por su constancia y dedicación, al jurado por la resolución del contenido.

Se agradece a todas las personas que de una y otra forma colaboraron en la realización del presente trabajo. Asimismo, agradezco a la Industria Petrolera de Venezuela, PDVSA División Oriente por su programa de capacitación, el cual fue un apoyo en la realización de este trabajo.



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
COMISIÓN DE ESTUDIOS PARA GRADUADOS
AREA DE POSTGRADO EN ESTADÍSTICA Y ACTUARIADO
PROGRAMA INTEGRADO DE POSTGRADO EN ESTADÍSTICA
ESPECIALIZACIÓN EN ESTADÍSTICA

CONSTRUCCIÓN DE CURVAS PRINCIPALES DE
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, BAJO INCERTIDUMBRE Y RIESGO DE
DISMINUCIÓN, EN CAMPOS PRODUCTORES
“PDVSA, DIVISIÓN ORIENTE”, LAPSO 2003–2008.

Autor: Lic. Carlos Javier Yépez Ballesteros
Tutor académico: Dra. Maura Leonor Vásquez de Ramírez

Resumen

En la actualidad “PDVSA, DIVISIÓN ORIENTE” confronta el fenómeno de una alta volatilidad en la producción de Petróleo en sus campos, medida por el cambio volumétrico de la extracción del hidrocarburo, que se ha ido incrementando con el transcurrir del tiempo. A los efectos de analizar dicho fenómeno se aplican métodos estadísticos que tomen en cuenta la variabilidad en el comportamiento de la producción, a lo largo de un período de tiempo prudencial. En esta investigación se construye una agrupación de campos homogéneos en lo referente al patrón de las curvas que describen la producción de Petróleo en campos pertenecientes a “PDVSA, División Oriente” en el lapso abril 2003 a mayo 2008, para crear referencias en la aplicación del modelo de pérdida agregada bajo incertidumbre para evaluar el riesgo de disminución la de producción y estimar el diferimiento inesperado en un horizonte temporal a corto plazo. El estudio permitió identificar las principales curvas que describen el patrón de evolución del comportamiento de la producción de petróleo, y además, como resultado fundamental, se estimó la “Máxima **disminución** probable no programada” en el valor volumétrico de la producción petrolera. A los efectos anteriores se simula, mediante Monte Carlo, un modelo probabilístico de pérdidas agregadas basado, a su vez, en el modelo probabilístico de las ocurrencias que afectan la “**disminución**” y el modelo probabilístico de la severidad asociada a cada uno de los eventos descritos, como causantes de la “**disminución**” de la producción de petróleo.

Palabra clave: Riesgo, petróleo, volatilidad, disminución, diferimiento, modelo, pérdidas agregadas.



INTRODUCCIÓN

A continuación se realiza una reseña de la temática en estudio, por tal motivo se menciona que para las Industrias Petroleras, tanto internacional como en el ámbito nacional, es de suma importancia la descripción de la tendencia de producción de Petróleo, así como su predicción objetiva, ya que actualmente existe una variación respecto del volumen planificado y el real producido, obligando a estas empresas a actuar con precisión en el desarrollo de planes eficientes y eficaces que mitiguen y controlen situaciones futuras.

Particularmente, el volumen de producción mensual de petróleo es el resultado del Plan de Producción, del respectivo mes, más el exceso producido, a causas de eventos no programados, menos la disminución, el diferimiento, de la producción a causas, también, de otros eventos no programados.

Al observar la ecuación descrita en el párrafo anterior, se indica que actualmente el plan de producción es un elemento cierto, ya que se establece a priori sin incorporar tendencias que describan el componente aleatorio; pero tanto el exceso producido como la disminución volumétrica son elementos con incertidumbre de su cantidad volumétrica total, es decir, aleatorios.

En la presente investigación se comprobará objetiva y gráficamente, el carácter estocástico que está contenido en el volumen total de producción mensual de petróleo, a través de la técnica multivariante “Análisis de Componentes Principales” que determinará agrupaciones de “campos de producción” y a su vez cada agrupación tendrá asociada una “Curva Principal” que describirá el patrón de evolución del comportamiento de la producción de petróleo en el grupo de “campos” mencionados, para de esta forma corroborar la viabilidad de realizar cálculos probabilísticos a los elementos mencionados como aleatorios. Por limitaciones en cuanto a “datos



dispersos en la estructura de la organización” y “poca información de los datos reales con incertidumbre de su validez”, el investigador, con el objeto de resaltar la factibilidad de su aplicación para la administración del riesgo, sólo estimará la “Máxima disminución probable no programada”, en el valor volumétrico de la producción petrolera con un nivel de confianza dado, basándose en datos históricos diarios del mes de octubre de 2008 con el fin de estimar el promedio día, del mes de noviembre del mismo año.

Además, según Salas, G. (1982, p. 15), “La industria del petróleo es la principal de Venezuela y es una de las más importantes del mundo...” por esta razón el presente trabajo tendrá receptibilidad para ser aplicado y seguir evolucionando.

Con el fin de corroborar la afirmación descrita en el párrafo anterior Salas, G.(1982, p. 47) comenta: “el 14 de diciembre de 1922. Mientras la *Venezuelan Oil Concessions* perforaba el pozo Barroso 2 (hoy R-4) en... el Estado Zulia, éste empezó a producir petróleo con gran ímpetu llegando a arrojar a la atmósfera durante nueve días consecutivos alrededor de 100.000 barriles diarios. Este hecho marca la iniciación de la explotación petrolífera en gran escala de Venezuela, pues demostró el potencial del país, como productores de petróleo, atrayendo así la atención mundial.”

Finalmente, Salas, G. (1982, p. 70), informa: en septiembre de 1960, surge la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), integrada por cinco Estados: Venezuela, Irak, Irán, Arabia Saudita y Kuwait. Posteriormente se adhirieron Argelia, Ecuador, Emiratos Arabes Unidos, Gabón, Indonesia, Libia, Nigeria y Qatar. Trece naciones que controlan el 80% de las exportaciones mundiales de petróleo, el 50% de la producción y poseen el 70% de las reservas de hidrocarburos probadas del mundo.

Las principales diez empresas Productoras de Petróleo estatales a nivel mundial, según la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC, 2008), son las



siguientes: “Aramco de Arabia Saudita, National Iranian Oil Company de Irán, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima de la República Bolivariana Venezuela, China National Petroleum Corporation de la República Popular China, Kuwait Petroleum Company de Kuwait, Sonatrach de Argelia, Nigerian National Petroleum Corporation de Nigeria, Libya National Oil Co de SP Libya AJ, Petróleos Mexicanos de México, Abu Dhabi National Oil Co de los Emiratos Arabes Unidos, y Lukoil de Bielorusa, la propiedad gubernamental de ésta es parcial”.

Los procesos de exploración y producción están inmersos en una alta volatilidad, variaciones constantes de cantidad de petróleo fiscalizado con respecto a lo planificado.

Conforme a Petróleos de Venezuela (PDVSA, 2007), en los gráficos 1, 2 y 3, se indica el nivel de Producción de la División Oriente con respecto a la Producción Total de Venezuela, evidenciándose el nivel que ubica y su importancia para la Nación.

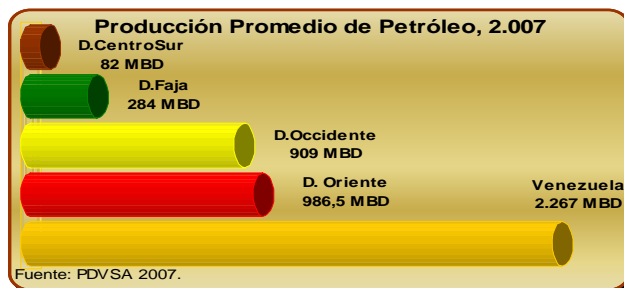


Gráfico 1. Producción Promedio de Petróleo, 2007

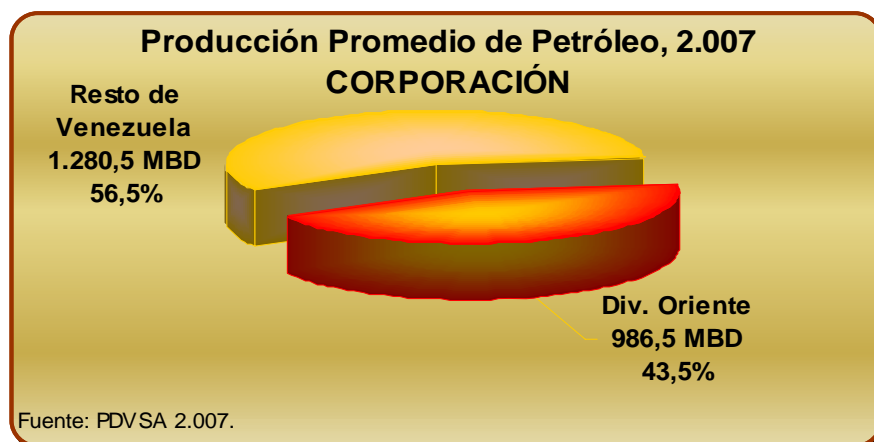


Gráfico 2. Producción Promedio de Petróleo, 2007. CORPORACIÓN.



Gráfico 3. Producción Promedio de Petróleo, 2007. DIVISIÓN ORIENTE.

“PDVSA estima alcanzar una producción de 5.847 MB/d para el año 2012”, según lo señala la pagina oficial.

Finalmente, el Petróleo y sus derivados son fuente de energía requerida por un sinnúmero de Industrias, así: Las Refinerías utilizan el petróleo como materia prima y los convierte en derivados químicos, la Industria del Transporte aéreo utilizan el combustible denominado jet A1. Se procesa en las refinerías la nafta, el full oil, el



diesel, que constituyen la base para productos derivados de amplio uso. Además, de productos terminados que son utilizados en todos los ámbitos de la industria mundial, como son: gas licuado, gasolina de motor, queroseno (*Kerosene*), gasoil, aceite lubricante, parafinas y asfalto.

En la Industria Petrolera se realizan variados y precisos procesos previos a la obtención del hidrocarburo hasta la venta de productos derivados para satisfacer las necesidades de otras Industrias, Empresas y a la Población Mundial. A continuación, se mencionan algunos de estos procesos: Exploración, Perforación, Producción, Aguas abajo y Venta.

Los propósitos principales de la presente investigación son: Analizar el fenómeno de una volatilidad en la producción de Petróleo, que se ha ido incrementando con el transcurrir del tiempo, a través de la construcción de una agrupación de campos homogéneos en lo referente al patrón de las curvas que describen la producción de Petróleo. Y presentar la “Máxima **disminución** probable no programada” en el valor volumétrico de la producción petrolera, dentro de la visualización del Riesgo de disminución de producción con la metodología Actuarial del modelo probabilístico de pérdidas agregadas, identificada como: “Cálculo del Riesgo Operacional”.

Asimismo, se presenta la estructura del trabajo: a) La aplicación del análisis estadístico multivariante de Componentes Principales en la Industria Petrolera, específicamente, en el área de la extracción y producción de petróleo, utilizando una serie de tiempo como serie de variables en la matriz de datos observados, b) La utilización de las Ciencias Actuariales, utilizando la Teoría de Riesgo en la misma área indicada con anterioridad, encontrando una función de Distribución Probabilística particular, que describa el total de la disminución de la producción diaria, obtenida a través del método Monte Carlo y dos modelos probabilísticos: de ocurrencia de los eventos causantes de la Disminución de la producción, y de



severidad que es el valor volumétrico de la disminución individual asociada a cada evento anteriormente indicado.

También, se describe la estructura general de los capítulos que contiene el cuerpo del Trabajo de Grado: Primer capítulo, compuesto del problema de investigación, donde se expresa el planteamiento del problema, antecedentes de la investigación, justificación de la investigación, importancia de la investigación, limitaciones de la investigación, interrogantes de la investigación; en el mismo capítulo se determina el objetivo general que contesta la principal interrogante de la investigación, los objetivos específicos que son procesos que se utiliza para alcanzar el objetivo general. El segundo capítulo presenta la fuente de información, las variables y su medición, las unidades estadísticas, la cobertura horizontal, la cobertura vertical, se precisa el método utilizado para la recolección de datos y recalca la cantidad de elementos considerados en la investigación.

A continuación, en el tercer capítulo se especifica el fundamento teórico de la investigación, lo cual aclara el marco de la industria petrolera, donde se aplica el análisis estadístico. Además, se detalla los aspectos metodológicos por medio puntualizar el tipo y el diseño de la investigación, los métodos utilizados, la estrategia de análisis y los paquetes estadísticos utilizados.

El análisis y la interpretación de resultados se muestra en el cuarto capítulo, también esta expuesto las conclusiones, recomendaciones, apéndices, anexos y la bibliografía utilizada para concretar la investigación.

CAPITULO I



CAPITULO I

1.1.- PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1.1.- Planteamiento del Problema

La producción de crudo en la industria petrolera a nivel mundial, regional y particularmente en países como Venezuela, no está exenta de esquemas de alta volatilidad (variación), causados por innumerables factores, cuyo conocimiento y consecuente control requieren necesariamente una aproximación que utilice técnicas estadísticas en las que se combine una perspectiva multivariante con elementos que evalúen el fenómeno basándose en la Teoría Estadística del Riesgo. Los factores que alteran la producción planificada del oro negro se manifiestan en la ocurrencia de uno o más eventos, aislados o simultáneamente, con mayor o menor intensidad, respecto de lo cual cabe resaltar que en numerosas oportunidades el volumen de petróleo que se deja de producir, o que se produce en exceso, es sencillamente la respuesta a eventos no programados.

Según Daykin, C. (1994) “...alrededor de un siglo atrás se reconoció la necesidad de complementar el uso de técnicas determinísticas clásicas, con el análisis de la variabilidad..., en el estudio de fenómenos complejos, dando origen de esta manera a la teoría del riesgo...”. El enfoque planteado por este autor es particularmente adecuado para analizar los procesos de producción del crudo en la industria petrolera local.

Para “PDVSA, División Oriente” es de suma importancia la descripción de la tendencia, así como la predicción, de la producción en los campos petroleros, con un enfoque dirigido a evaluar el riesgo de la disminución en la producción, lo que permitiría incorporar esta información como referencia en la planificación de los



proyectos e inversiones, a corto plazo (Presupuesto a un (1) año), mediano plazo (Plan Operativo de dos (2) a tres (3) años), largo plazo (Planes de Negocios de cuatro (4) a siete (7) años) y opciones a largo plazo (Portafolio de Oportunidades de ocho (8) a veintidós (22) años), la ejecución adecuada de los proyectos referidos tiene un impacto directo sobre la economía del país, de allí su singular valor.

Tomando en cuenta la importancia que la dinámica de la producción petrolera tiene para la economía venezolana, en este trabajo se ha considerado oportuno desarrollar una investigación que permita estudiar el comportamiento de la producción petrolera en los campos de PDVSA, División Oriente, en el período comprendido entre abril de 2003 a mayo de 2008. El problema de investigación aborda inicialmente la construcción de curvas que describan los principales patrones de comportamiento en la producción de petróleo en los campos petroleros del oriente del país, de manera que se logren obtener agrupaciones de acuerdo con las similitudes observadas en la evolución de la producción a lo largo del tiempo. La clasificación obtenida permitiría describir los aspectos más importantes de la variabilidad en las tendencias de la producción, alertando en consecuencia sobre posibles riesgos en su disminución, e identificando al mismo tiempo aquellos campos con comportamientos irregulares. Estos resultados serán utilizados como la referencia objetiva para la posterior aplicación de modelos de pérdida agregada en la estimación del riesgo de disminución de la producción de crudo.

De esta manera se trata de cumplir con tres actividades primordiales de la gerencia de riesgo, que según Jorion, P. (2007) son: 1) Informar adecuadamente acerca de los riesgos con el objeto de que sean tomados en cuenta en la toma de decisiones, permitiendo establecer alertas tempranas y mitigación, 2. Permitir y facilitar la asignación de recursos en forma objetiva, y 3. Evaluar el desempeño operacional.



1.1.2.- Interrogantes de la investigación

1.1.2.1.- ¿Cuáles son los principales patrones del comportamiento temporal de la producción de petróleo en los campos pertenecientes a “PDVSA, División Oriente” en el período de abril 2003 hasta mayo 2008? y ¿Será posible la agrupación de los “Campos de Producción” para describir apropiadamente patrones de producción diferenciados, entre los grupos, y asimismo, patrones de semejanza a lo interno de los mismos?

1.1.2.2.- ¿Cómo se construirán las curvas que describen los principales patrones de la evolución del histórico de la producción de petróleo y cuál o cuáles métodos estadísticos son adecuados a este respecto?

1.1.2.3.- ¿Será posible obtener una estimación de la máxima **disminución** probable no programada en el valor volumétrico de la producción de petróleo?

1.2.- OBJETIVO GENERAL

Explorar tendencias en el comportamiento de la volatilidad del valor volumétrico de la producción de petróleo en los campos pertenecientes a “PDVSA, División Oriente” en el período de abril 2003 hasta mayo 2008 con el objeto de construir referencias para la aplicación del modelo agregado de pérdidas en un ambiente de incertidumbre y riesgo para estimar la máxima disminución probable no programada.

1.3.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1.3.1.- Construir las curvas principales que describen los patrones de evolución del comportamiento de la producción de petróleo en los campos de “PDVSA, División Oriente”, durante el período 2003 – 2008.



1.3.2.- Determinar agrupaciones de “Campos Petroleros” de acuerdo con la similitud en el patrón de la evolución de la producción de crudo descrito por las curvas principales.

1.3.3.- Estimar la “Máxima **disminución** probable no programada”, en el valor volumétrico de la producción petrolera con un nivel de confianza dado.

1.4.- IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

La importancia de este estudio estriba en que la información que de él se deriva, eventualmente:

(1) Permitiría mejorar la brecha entre lo planificado y la producción real debido a que se posibilita estimar, no sólo los diferimientos de producción esperados, sino los diferimientos de producción inesperados.

(2) Proporcionar información a la Industria Petrolera que sirva de referencia para la planificación y generación de controles de gestión.

Rodríguez T., E. (2004, p. 103) en su libro Administración del Riesgo, da una argumentación que sirve de sustento para las consideraciones anteriores.

“El desarrollo de metodología de responsabilidad de los datos en la Industria... es similar a la responsabilidad de cuidar la sangre que fluye por el sistema circulatorio del cuerpo humano. Sin una adecuada y perfeccionada respuesta, la estructuración y mantenimiento de los datos estadísticos de la Industria... tienen un porcentaje muy alto que puede llevar al fracaso. Continuando con el símil, se habría afectado el



sistema nervioso y de control, generando una pérdida total de la orientación y posibilidad de identificar peligros y dificultades”.

En la nota anterior se evidencia la importancia de obtener los datos en forma efectiva y eficaz, a continuación, Rodríguez T., E. (2004, p. 104), expresa la conveniencia de mantener los datos resguardados, adecuado al ámbito estudiado:

“La seguridad y controles sobre los datos a través de sistemas constituyen un gran apoyo, para reducir la corruptibilidad de los mismos, así que los mecanismos de identificación de la exposición y de la forma como se llevan a cabo las relaciones con los campos... y los otros elementos competitivos son factores que producen un requerimiento de coherencia y calidad en los datos que alimentan cualquier sistema de información.

La coordinación es un papel fundamental en el manejo de las condiciones de riesgo;... Sin embargo, esto no se puede realizar uno a uno, sino se debe tener un repositorio de información al cual se conectan los participantes para poder conocer cuáles son las condiciones de las transacciones; esto es, lo que se conoce como agrupación de datos. Cada uno de los participantes introduce datos y puede consultar los de otros...”

En el riesgo de la disminución de producción petrolera existe la necesidad de estudiar, cuando menos, cinco elementos que deberán medirse en posteriores estudios: 1) Perfil Longitudinal de la producción de campos... 2) Capacidad de Producción Mensual... 3) Reservas probadas de petróleo en el instante dado... 4) Variables propias del campo, cambio de componentes de los campos y sistema de movilización del petróleo, producción asociada, apertura de nuevos campos, taponamientos de pozos, cantidad de pozos, momentos de altos inventarios acumulados en estaciones; componentes en la superficie, tales como: compresores, Válvulas, empacaduras, tanques... 5) Condiciones externas del entorno atmosférico:



Temperatura, humedad, nivel pluviométrico...; y antes de indicar lo anterior, existe la necesidad de agrupar los campos desde el punto de vista de producción volumétrica para el adecuado análisis de Riesgo.

El nombre del juego es seguridad en la recuperación o mejor control del flujo volumétrico - cantidad de Fluido de Hidrocarburo-... Así que el problema de la disminución de producción... no es solamente el buen envío a terceros..., sino la adecuada colocación en volumen y plazo...

El análisis externo es importante: - Análisis de disminución... asociados a la producción...- Revisión de los resultados de los campos - grupo de pozos-... frente a los otros campos productivos de acuerdo con rangos de producción e identificando los campos en esos rangos. Se medirá con un Modelo de Pérdidas agregadas actuarial”.

En la nota anterior se explica la prioridad de mantener los datos en resguardo de manera que sean confiables e inalterados, así como también tener, en el sistema de riesgo, perfiles de usuarios donde cada uno pueda visualizar y decidir de acuerdo a su competencia.

En la siguiente nota de Rodríguez T., E. (2004, p. 105), se refleja la importancia de los datos procesados y de agrupar los datos por campos:

“Aquí juega un papel fundamental la información que se maneja: una es la del interior de los campos... y otra la caracterización de los tipos de yacimientos;... esto es, campos... vs...duración de producción, yacimiento, recobro, incidencia de factores aleatorios que implican el paro de producción parcial o total, obligaciones adquiridas...”



El problema planteado se podrá resolver mediante la construcción de nuevas curvas de producción que describan a la totalidad de los campos de producción, mediante el análisis de componentes principales. Así como la posterior agrupación de los campos de producción a través del apoyo de las nuevas curvas de producción descritas.

1.5.- LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

- No continuidad de los ejercicios de los Portafolio de oportunidades (PDO) y los Planes de Negocios (PDN) generados a partir del año base.
- Necesidad de una base de datos única manejada en un sólo ambiente.
- Cambios estructurales en los históricos de Producción, paro petrolero, lo que implica realizar estudios particulares debido precisamente a estos cambios.
- Datos dispersos en la estructura de la organización.
- Poca información de los datos reales con incertidumbre en su validez.
- La dispersión del espacio geográfico donde se circunscribe la investigación, la zona norte del Estado Monagas y el Sur del Estado Anzoátegui, requiere la movilización para obtener la información del investigador.

CAPITULO II



CAPITULO II

2.1.- MATERIALES

2.1.1.- Fuentes de Información

2.1.1.1.- La Fuente de Información utilizada en la construcción de las Curvas Principales está constituida por una base de datos organizada por el sistema “Centinela” PDVSA. Este sistema se alimenta en tiempo real y contiene información de la cantidad, tipo, lugar de la producción fiscalizada.

2.1.1.2.- La Fuente de Información utilizada en el Modelo de Pérdidas Agregadas es obtenida a partir de una base de datos obtenida a través del Informe Diario generado por la Gerencia de Producción y Exploración de PDVSA (2007). Este informe presenta las causas del tipo de producción, diferida o incremento, su asociación volumétrica en (MBD) y la variación con respecto al plan de producción.

2.1.2.- Universo

Universo de estudio definido por los 51 campos de producción de Petróleo que integran a la División Oriente de PDVSA.

2.1.3.- Unidades Estadísticas

En el presente trabajo coinciden la unidad estadística de observación y la unidad estadística de análisis, y se describen a continuación.

2.1.3.1.- Análisis de Curvas Principales:



La unidad estadística de observación y de análisis es el “Campo Productor de Petróleo”.

Cada campo está conformado por varios “Pozos” que constituyen la fuente primaria de Producción; a su vez un “pozo de producción” puede extraer petróleo de uno o varios Yacimientos. Asimismo, un Campo o varios de ellos componen una “Unidad de Producción”, y en un Distrito se agrupan varias Unidades de Producción. Finalmente la “División Oriente” unifica los Distritos: Norte y San Tomé.

El diagrama organizativo de la producción de “PDVSA, División Oriente”. (Figura 1), permite visualizar las características de los campos de producción.



Diagrama Organizativo

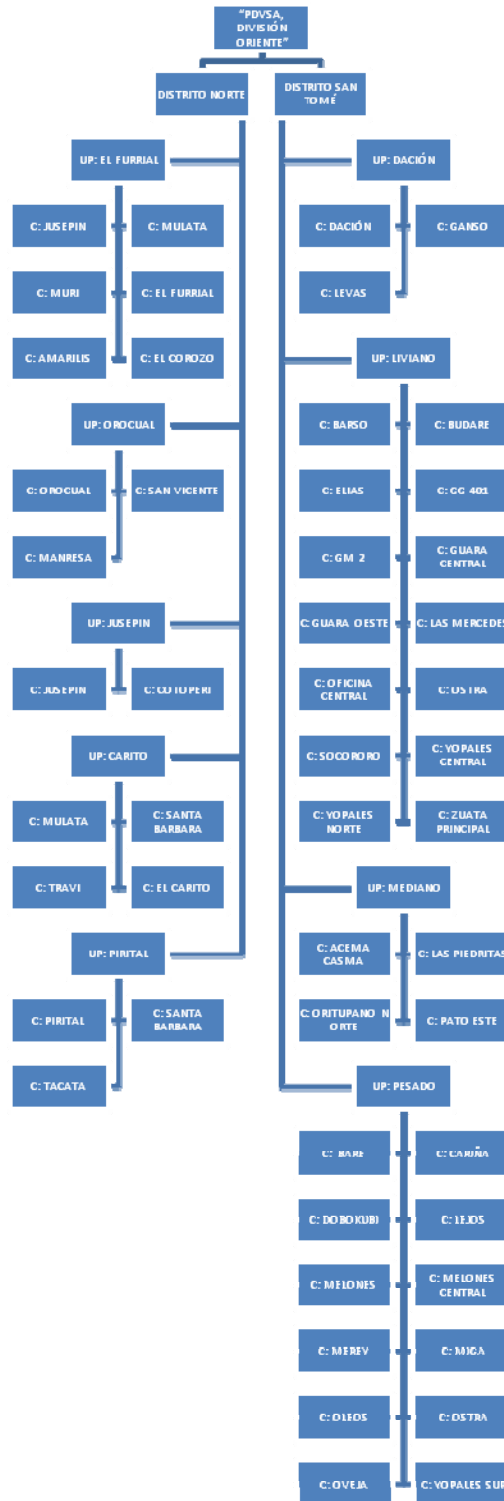


Figura 1. Diagrama Organizativo.



Desde el cuadro 1 al 9 se describen, para cada campo, las siguientes características:

COD: Código identificador del Campo.

CAMPO: Nombre.

IDENTIFICADOR: Incluye la primera letra de la ubicación en el Distrito, la primera letra del artículo y primera letra que corresponde a cada palabra de la Unidad de Producción, y el nombre, sin separación de espacio, del campo.

Además, se describen las características de los campos en términos de la producción total y la cantidad aproximada de pozos activos en cada uno de ellos, desde enero del 2003 a mayo del 2008:

Cuadro 2.1: Característica de los Campos Distrito Norte, Unidad de Producción El Furrial

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
1	JUSEPIN	NEFJUSEPIN	20.976.298	9
2	MULATA	NEFMULATA	3.547.030	2
3	MURI	NEFMURI	359.516	1
4	EL FURRIAL	NEFELFURRIAL	729.878.146	119
5	AMARILIS	NEFAMARILIS	74.499	1
6	EL COROZO	NEFELCOROZO	1.143.762	2

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.

Cuadro 2.2: Característica de los Campos Distrito Norte, Unidad de Producción Orocuál

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
7	OROCUAL	NOOROCUAL	41.910.266	59
8	SAN VICENTE	NOSVICENTE	45.129	1
9	MANRESA	NOMANRESA	227.261	3

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.



Cuadro 2.3: Característica de los Campos Distrito Norte, Unidad de Producción Jusepin

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
10	JUSEPIN	NJJUSEPIN	53.105.749	8
11	COTOPERI	NJCOTOPERI	3.121.364	2

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.

Cuadro 2.4: Característica de los Campos Distrito Norte, Unidad de Producción Carito

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
12	MULATA	NCMULATA	356.251.251	73
13	SANTA BARBARA	NCSTABARBARA	39.038.393	13
14	TRAVI	NCTRAVI	1.673.952	2
15	EL CARITO	NCELCARITO	66.720.562	14

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.

Cuadro 2.5: Característica de los Campos Distrito Norte, Unidad de Producción Pirital

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
16	PIRITAL	NPPIRITAL	54.430.825	24
17	SANTA BARBARA	NPSTABARBARA	263.631.588	83
18	TACATA	NPTACATA	14.264.276	3

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.

Cuadro 2.6: Característica de los Campos Distrito San Tomé, Unidad de Producción Dación

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
19	DACION	STDDACION	95.192.404	277
20	GANSO	STDGANSO	6.969.680	35
21	LEVAS	STDLEVAS	8.909.912	59

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.



Cuadro 2.7: Característica de los Campos Distrito San Tomé, Unidad de Producción Liviano

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
22	BARSO	STLBARSO	17.330	1
23	BUDARE	STLBUDARE	8.036.152	34
24	ELIAS	STLELIAS	124.441	1
25	GG 401	STLGG401	704.373	2
26	GM 2	STLGM2	785.988	2
27	GUARA CENTRAL	STLGUARACENTRAL	335.120	2
28	GUARA OESTE	STLGUARAOESTE	4.900.998	38
29	LAS MERCEDES	STLLASMERCEDES	422.603	94
30	OFICINA CENTRAL	STLOFICINACENTRAL	998.142	9
31	OSTRA	STLOSTRA	4.932.876	50
32	SOCORORO	STLSOCORORO	2.435.801	23
33	YOPALES CENTRAL	STLYOPALESCENTRAL	4.165.113	32
34	YOPALES NORTE	STLYOPALESNORTE	2.271.357	5
35	ZUATA PRINCIPAL	STLZUATAPRINCIPAL	1.869.702	4

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.

Cuadro 2.8: Característica de los Campos Distrito San Tomé, Unidad de Producción Mediano

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
36	ACEMA CASMA	STMACEMACASMA	8.606.487	32
37	LAS PIEDRITAS	STMLASPIEDRITAS	918.740	3
38	ORITUPANO NORTE	STMORITUPANONORTE	4.391.475	28
39	PATO ESTE	STMPATOESTE	1.422.194	1

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.

Cuadro 2.9: Característica de los Campos Distrito San Tomé, Unidad de Producción Pesado

COD	CAMPO	IDENTIFICADOR	PRODUCCIÓN DESDE ENE '03 A MAY '08 EN BARRILES	N° DE POZOS APROX.
40	BARE	STPBARE	1.267.336	17
41	CARIÑA	STPCARIÑA	784.731	4
42	DOBOKUBI	STPDOBOKUBI	4.100.379	21
43	LEJOS	STPLEJOS	4.889.255	45
44	MELONES	STPMELONES	69.658.225	309
45	MELONES CENTRAL	STPMELONESCENTRAL	286.166	1
46	MEREY	STPMEREY	647.546	10
47	MIGA	STPMIGA	7.549.157	54
48	OLEOS	STPOLEOS	2.746.846	24
49	OSTRA	STPOSTRA	311.893	2
50	OVEJA	STPOVEJA	6.313.662	42
51	YOPALES SUR	STPYOPALESSUR	1.385.532	18

Fuente de: PDVSA "Centinela" jun 2008.



2.1.4.- Variables

2.1.4.1.- La variable utilizada en la construcción de las Curvas Principales es el Volumen Mensual de Producción de Petróleo medido en miles de barriles. Esta variable es un agregado del volumen producido en los pozos que conforman un campo de producción.

2.1.4.2.- Las variables utilizadas en el Modelo de Pérdidas Agregadas son las siguientes:

- Número de Eventos No Programados que ocurren diariamente.
- Volumen del Diferimiento individual de cada Evento No Programado, medidos en Miles de Barriles Diarios.
- Volumen total del Diferimiento acumulado diario por todos los eventos No programados, medidos en Miles de Barriles Diarios.

2.1.5.- Cobertura

Cobertura Horizontal:

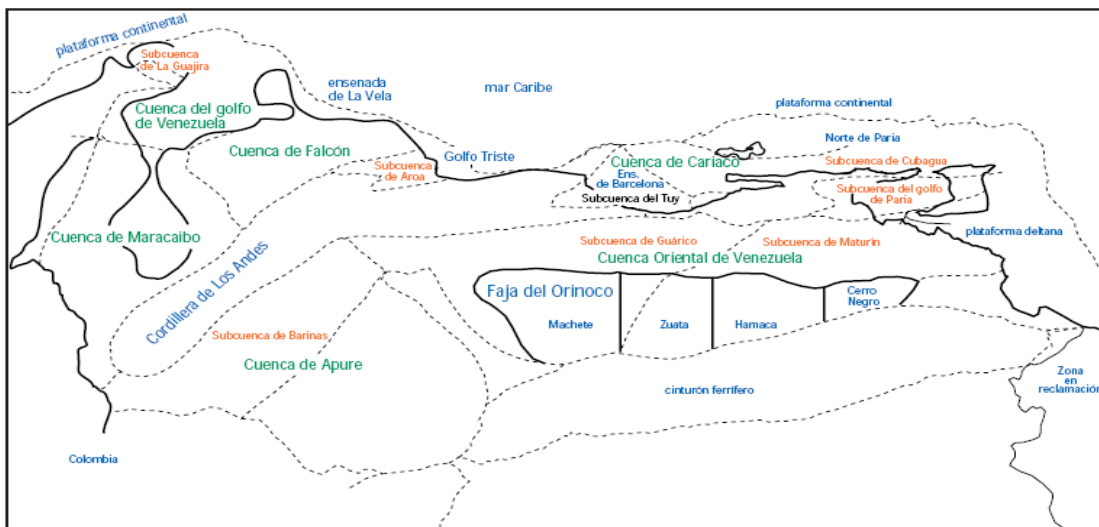
Se sitúa en la región Oriental de Venezuela, a continuación se describe las características del estado Monagas, situado en la mencionada región:

Características del Estado Monagas; Extensión: 28.900 Km². Porcentaje de la Extensión: 3.17 % del territorio nacional. Temperatura: Entre 22° y 27° centígrados. Clima: Domina el clima tropical lluvioso de sabana con estación seca. En Maturín, a 68 m. de altitud, se registra una temperatura media anual entre 27° a 26°, con pluviosidades anuales muy fluctuantes entre 966 mm. a 1.743 mm. En Temblador la temperatura media anual es de 26° y la pluviosidad fluctúa entre 763 mm. a 1.669 mm. En Uverito, similares temperaturas y pluviosidad anual de 907 mm. En el sector

montañoso de Caripe las temperaturas medias descienden a 21°, marcándose pluviosidades anuales de 1.800 mm. En el sector de la Llanura Deltaica las condiciones climáticas son más lluviosas entre 1.200 a 1.600 mm anuales, superándose los 2.000 mm en la zona litoral definida entre la desembocadura de los ríos San Juan y Guanipa, distinguiéndose formaciones de bosques y manglares.

Con el fin de profundizar sobre la cobertura horizontal “geográfica”, a continuación se detalla en la Figura 2 el lugar en que se realiza la presente investigación, el cual está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente Subcuenca de Maturín:

Cuencas de Venezuela

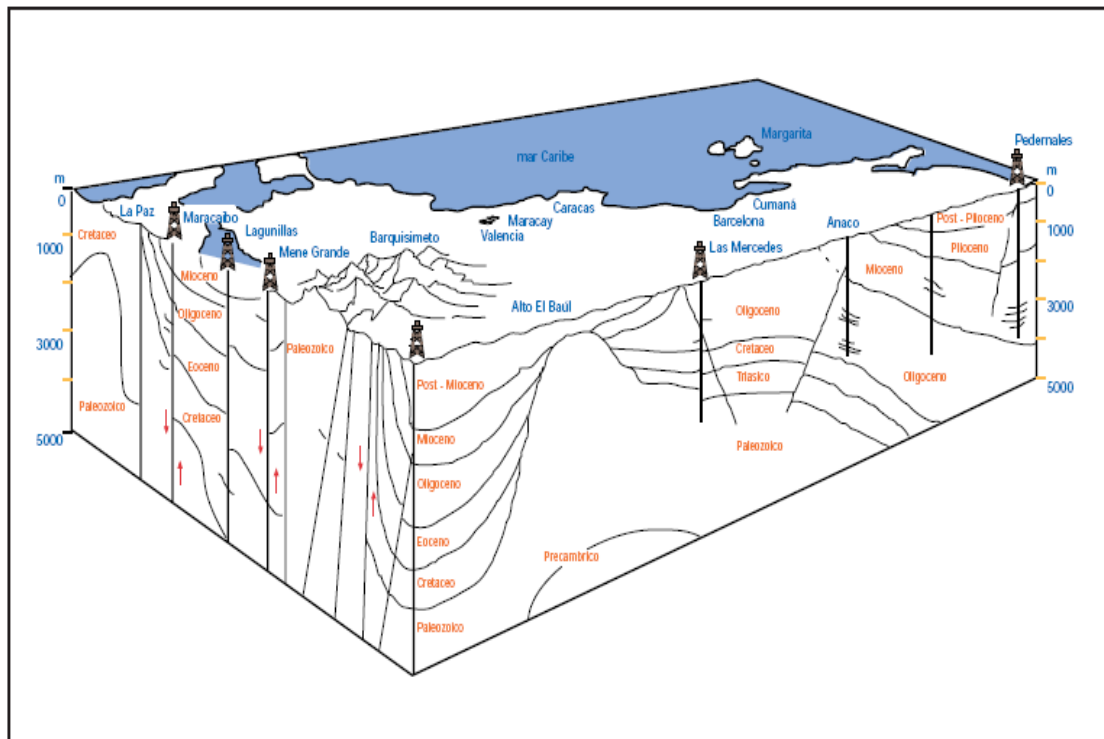


Fuente: El Pozo Ilustrado. Pág. 90.

Figura 2. Cuencas de Venezuela

Adicionalmente, en la Figura 3 se representa la profundidad donde se ubica los yacimientos explotados en la División Oriente.

Columna geológica de la Cuenca Sedimentaria



Fuente: El Pozo Ilustrado. Pág. 91.

Figura 3. Columna geológica de la Cuenca Sedimentaria

Cobertura Vertical:

Para el “Análisis de Curvas Principales” la cobertura vertical está referida al Volumen Total mensual de petróleo producido, medida en Miles de Barriles.

Para el “Modelo de Pérdidas Agregadas” la cobertura vertical es la cantidad de ocurrencia de Eventos No Programados cada día, el Volumen Total de diferimiento de cada evento estudiado y el Volumen Total de diferimiento de petróleo diario, medido en miles de barriles diarios.

CAPITULO III



CAPITULO III

3.1. MARCO TEÓRICO

A continuación se presenta las bases que constituyen el soporte teórico del presente trabajo.

3.1.1. Teoría del Petróleo, que fundamenta el problema.

Una vez establecidos los aspectos que sustentan el planteamiento del problema, precisado los objetivos generales y específicos que determinan los fines de la investigación, se hacen referencias puntuales a los aspectos teóricos que justifican el estudio de la construcción de curvas principales para el análisis del comportamiento longitudinal de los campos de producción de Petróleo y el cálculo del riesgo de disminución de la producción de petróleo, a través del modelo actuarial de Pérdidas Agregadas.

En este orden de ideas, se orienta la investigación en tres pilares esenciales: 1. Identificación de los campos de producción, 2. Construcción de curvas principales para estudiar el comportamiento longitudinal de la producción, 3. Cálculo del diferimiento de producción a través del Modelo Probabilístico de Pérdidas Agregadas.

3.1.1.1.- Petróleo.

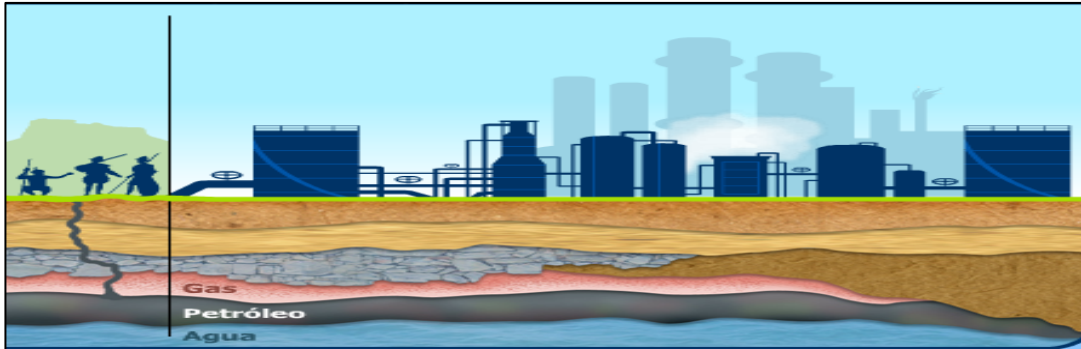
Según PDVSA. (1999) en el Libro El Pozo Ilustrado dicen: La etimología de la palabra petróleo, petro = roca y oleum = aceite, gramaticalmente significa aceite de roca. Si este aceite se analiza para verificar su constitución química-orgánica, por contener el elemento carbono (C) en sus moléculas, se encontrará una extensa



variedad de compuestos formados con el hidrógeno (H) denominados hidrocarburos. Los hidrocarburos son gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, como aparecen en sitios de la superficie terrestre, o gaseosos y líquidos en las formaciones geológicas en el subsuelo. Existen varias teorías, entre ellas están: Teorías inorgánicas; la teoría del carburo; la teoría a base de carbonato de calcio, sulfato de calcio y agua caliente; teorías orgánicas; la teoría vegetal; la teoría del carbón.

Asimismo, PDVSA. (1999) En el Libro El Pozo Ilustrado continúan: Al Petróleo, también se le ha estudiado su Composición Química y física: el color, el olor, la densidad, la gravedad específica, el sabor, el índice de refracción, el coeficiente de expansión, el punto de ebullición, el punto de congelación, el punto de deflagración, el punto de quema, el poder calorífico, el calor específico, el calor latente de vaporización, la viscosidad, y el rendimiento.

Además, PDVSA. (1999) en el Libro El Pozo Ilustrado prosigue: El Petróleo y sus derivados son fuente de energía requerida por un sinnúmero de Industrias, así: Las Refinerías utilizan el petróleo como materia prima y los convierte en derivados químicos, la Industria del Transporte aéreo utilizan el combustible denominado jet A1. Se procesa en las refinerías la nafta, el full oil, el diesel, que constituyen la base para productos derivados de amplio uso. Además, de productos terminados que son utilizados en todos los ámbitos de la industria mundial, como son: gas licuado, gasolina de motor, querosén, gasoil, aceite lubricante, parafinas y asfalto.



Fuente: PDVSA. Pagina Web. 2008.

Figura 4. El Petróleo.

En la Figura 4 se describe en forma visual las diferentes capas del subsuelo hasta ubicar aquella donde se encuentra el petróleo, también se visualizan los procesos a los que se somete el petróleo en la superficie hasta su distribución comercial.

En la Industria Petrolera se realizan variados y precisos procesos previos a la obtención del hidrocarburo hasta la venta de productos derivados para satisfacer las necesidades de otras Industrias, Empresas y a la Población Mundial. A continuación se explican de manera resumida, algunos de los procesos que se llevan a cabo en relación con esta actividad:

Proceso de Exploración: se utiliza la ciencia de la Geología aplicada, que realiza la configuración de los yacimientos petrolíferos y determinan las características de las rocas, características del subsuelo, la capacidad de almacenamiento. En este punto se ha avanzado de forma científica y tecnológica en las características de los tipos de rocas depositarias de petróleo, que pueden identificarse por el tiempo aproximado, en años, desde la formación de las mismas, tal como se muestra en el Cuadro 3.10.



Cuadro 3.10. Características del Subsuelo.

Eras	Períodos de tiempo Serie de rocas	Epocas de tiempo o serie de rocas	Tiempo aproximado en años desde el comienzo de cada una	Características físicas y biológicas
CENOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE	50.000	Desarrollo del hombre moderno.
		PLEISTOCENO	1.000.000	Capas de nieve cubren a Europa y a Norteamérica; aparición del hombre primitivo.
	TERCIARIO	PLIOCENO	12.000.000	Desarrollo de las plantas modernas y animales; formación de las montañas occidentales en Norteamérica.
		MIOCENO	30.000.000	Óptimo desarrollo de los mamíferos gigantes; formación de montaña, que incluye a los Alpes, los Andes y los Himalayas.
		OLIGOCENO	10.000.000	Desarrollo de los mamíferos superiores.
MESOZOICO	CRETACICO	EOCENO Y PALEOCENO	60.000.000	Desarrollo y preeminencia de los mamíferos; aparición del caballo ancestral y de los simios.
		JURASICO	120.000.000	Extinción de los dinosaurios; desarrollo de los mamíferos primarios y de las plantas florales; aparición de estratos de creta (tiza).
	TRIASICO	JURASICO	155.000.000	Aparición de los reptiles voladores y de los pájaros; predominio de los dinosaurios; aparición de los mamíferos; abundancia de árboles y plantas coníferas.
		TRIASICO	190.000.000	Aparición de los dinosaurios; predominio de los reptiles; aparición de las palmeras.
	PERMICO	PERMICO	215.000.000	Desarrollo de los reptiles; declinación de las grandes plantas del Carbonífero.
PALEOZOICO	CARBONIFERO (Pennsylvaniano Mississippiano)	CARBONIFERO (Pennsylvaniano Mississippiano)	300.000.000	Edad del carbón; formación de estratos carboníferos a partir de plantas exuberantes de lagunas y pantanos cálidos; aparición de árboles tipo helecho; aparición de las coníferas; abundancia de insectos; primera aparición de los reptiles; desarrollo de los anfibios.
	DEVONIANO	DEVONIANO	350.000.000	Edad de los peces; aparición de los anfibios primitivos; desarrollo de la vida vegetal en continentes secos.
	SILURIANO	SILURIANO	390.000.000	Aparición de los escorpiones, primeros animales que viven en tierra firme; extensos arrecifes.
	ORDOVICIANO	ORDOVICIANO	480.000.000	Inundaciones y recesiones de mares poco profundos; deposición de caliza; plomo y zinc; abundancia de vida marina invertebrada; aparición de algunos primitivos invertebrados parecidos a los peces.
	CAMBRICO	CAMBRICO	550.000.000	Mares de poca profundidad cubren casi toda la Tierra; formación de las rocas sedimentarias; desarrollo de la vida invertebrada, incluso los braquiópodos, las esponjas, los trilobitos y los gasterópodos.
PRECAMBRICO	PROTOZOICO	PROTOZOICO	1.200.000.000	Formación de montañas, depósitos de mineral de hierro, abundancia de algas que excretan cal; aparición de las esponjas.
	ARQUEOZOICO	ARQUEOZOICO	2.000.000.000	Gran actividad volcánica; formación de rocas ígneas; aparición de algas microscópicas; probable presencia de vida protozoa.

Fuente: El Pozo Ilustrado, p. 62



Asimismo, en el proceso de exploración se miden, de forma detallada, las propiedades y la capacidad de almacenamiento de las rocas, estudiando particularmente: la porosidad y la permeabilidad.

Según PDVSA. (1999) en el Libro El Pozo Ilustrado dicen: La exploración y búsqueda de hidrocarburos involucra riesgos calculados de no obtener petróleo. Esos riesgos ineludibles, de pequeña, mediana o mayor magnitud, representan inversiones de dinero de manera concomitante con la cuantía de reservas probadas en cartera, tipos y volúmenes de crudos requeridos y la posición futura de la empresa en el negocio. La presencia del riesgo se debe al hecho de que ningún método de exploración garantiza plenamente la existencia de las acumulaciones petrolíferas comerciales deseadas. La confirmación definitiva la dará la barrena de perforación; y la evaluación económica del descubrimiento, se encargará de decir si es negocio desarrollar las acumulaciones de gas y/o petróleo encontradas.

Asimismo, PDVSA. (1999) en el Libro El Pozo Ilustrado prosiguen: Proceso de Perforación: La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos, deducidas de la variedad de informaciones obtenidas a través de la aplicación de conocimientos de exploración. La operación de perforar un pozo es una materia compleja que requiere de equipos sofisticados y un personal especialmente entrenado para operarlo, identificando los tipos de fluidos de perforación. Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.



Proceso de Producción: Después del proceso de Perforación existen varios procesos que se denominan de Construcción de Pozos y Completación, a continuación se extraen los fluidos del subsuelo a la superficie, dependiendo de la naturaleza de cada campo, y aun de un pozo en particular en ese campo, el fluido producido tiene una combinación de hidrocarburos líquidos, gas natural, agua, sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono. Los fluidos deben ser separados en componentes que se pueden distribuir a la venta.

Proceso Aguas Abajo: Al separar el petróleo de los otros componentes del fluido obtenido en la extracción, y de optimizarlo a las especificaciones de la Industria, se realiza el transporte del hidrocarburo, donde se cuenta el Campo Petrolero, Oleoductos, vía de Trenes, Camión Tanque y Tanqueros.

Proceso de Venta: Se vende el hidrocarburo a otras naciones y a Industrias afiliadas a la corporación que son las encargadas de realizar el proceso de transformación por medio del método de Refinación.

PDVSA. (1999) en el Libro El Pozo Ilustrado afirman: En la Refinación, se procede a la Producción de derivados del petróleo y el Comercio de los mismos.

CAPITULO IV



CAPITULO IV

4.1.- ASPECTOS METODOLÓGICOS

4.1.1.- Tipo y Diseño de la Investigación

El presente estudio es de *carácter descriptivo* ya que “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o colectivo con el fin de establecer su estructura o comportamiento”, Arias, F. (2006). La investigación es efectivamente descriptiva, debido a que busca especificar las características más importantes de los campos, en términos de sus patrones de producción. Este propósito, en una primera fase, se logra aplicándole el análisis de Componentes Principales, técnica mediante la cual permitirá obtener aproximaciones de los aspectos más importantes en el comportamiento de la producción de petróleo a lo largo del tiempo, y que son utilizadas para evidenciar la necesidad de abordar el análisis del riesgo en la disminución de la producción de crudo.

La investigación es de *tipo cuantitativa y no experimental* ya que hace uso de datos procedentes de históricos reales, sin manipulación por parte del investigador Sampieri, (2006).

El diseño es de tipo mixto, ya que combina el uso de información de *corte longitudinal* al investigar los cambios en el comportamiento de la unidad de estudio a lo largo de períodos sucesivos en el tiempo, con información obtenida a partir de un *corte transversal* al considerar la ocurrencia de eventos de carácter ambiental, operacional y de otra naturaleza en el Modelo de Pérdidas Agregadas.



4.1.2.- Métodos Utilizados.

4.1.2.1.- Método estadístico que fundamenta la estrategia utilizada.

4.1.2.1.1.- Análisis de Componentes Principales

La técnica multivariante conocida como Análisis de Componentes Principales (ACP), que puede ser presentada según el enfoque geométrico de K. Pearson (1901) citado por Vásquez, M. y Ramírez, G.(2007), tiene por objeto la búsqueda de planos de representación óptima de una nube de puntos, según el criterio de los mínimos cuadrados. La técnica genera nuevas variables denominadas componentes principales, las cuales retienen lo esencial de la información correspondiente, en este caso, a la caracterización de los campos petroleros de acuerdo a su producción mensual 2003 – 2008.

El ACP al ser aplicado sobre datos longitudinales definidos por la producción de petróleo, se utilizará para describir los patrones de la evolución de la producción en el período bajo estudio. Esta información se organiza sobre una matriz de datos centrada X_c , cuyas filas se corresponden con los campos de producción, y cuyas columnas describen la producción mensual de petróleo a lo largo del período bajo estudio.

En ese sentido, según Vásquez y Ramírez. (2006), al aplicar el ACP sobre la matriz $X_c X_c^t$ y considerar las coordenadas de las variables proyectadas sobre el α -ésimo eje, se obtiene la expresión:

$$\varphi_{p \times 1}^{\alpha} = X_{p \times n}^t U_{n \times 1}^{\alpha} = \sum_{i=1}^n u_{i\alpha} x_i$$



Siendo:

$U_{n \times 1}^\alpha$ autovector normalizado asociado con λ_α , el α -ésimo mayor autovalor de la matriz $X_c X_c^t$:

$$U_{n \times 1}^\alpha = \begin{pmatrix} u_{1\alpha} \\ u_{2\alpha} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ u_{i\alpha} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ u_{n\alpha} \end{pmatrix}_{n \times 1}$$

x_i es el vector que describe el valor volumétrico de la producción del i -ésimo campo, a lo largo del período de estudio:

$$x_i = \begin{pmatrix} x_{i1} \\ x_{i2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_{ij} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_{ip} \end{pmatrix}_{p \times 1}$$

Describiendo x_{ij} la producción del campo i en el mes j .



A partir de los resultados anteriores está claro que:

1.- La importancia de la α -ésima curva puede medirse en términos de la variabilidad captada, mediante el siguiente cociente:

$$\frac{\lambda_{\alpha}}{\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha}} * 100$$

*El cociente $\frac{\lambda_{\alpha}}{\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha}} * 100$ mide la Proporción de la variabilidad total de los campos*

que es captada por φ^{α} , la α -ésima curva principal.

2.- φ^{α} es una combinación lineal de los vectores x_i , que describen la producción de cada uno de los campos bajo estudio, en consecuencia puede señalarse que:

φ^{α} es la α -ésima curva principal de producción.

3.- La importancia del i -ésimo campo en la formación de la α -ésima curva principal φ^{α} , puede obtenerse al evaluar el coeficiente $u_{i\alpha}$ de manera que:

$u_{i\alpha}^2$ Mide la contribución del i -ésimo campo a la variabilidad por la α -ésima curva principal de producción.

4.- La contribución de la α -ésima curva principal para explicar el patrón de evolución del i -ésimo campo, se define en la forma:

$$\frac{\psi_{i\alpha}^2}{d^2(x_i, \bar{x})}$$

Siendo $\psi_{i\alpha}$ la coordenada de proyección del i -ésimo campo sobre la α -ésima dirección de ajuste definida por la curva principal.



4.1.2.2.- Método de Riesgo Operacional para estimar la Disminución Volumétrica de la producción del Petróleo.

Existen diferentes enfoques para abordar la noción de riesgo, en este estudio se identifican solamente los aspectos conceptuales que permiten situar con claridad el denominado riesgo operacional.

El concepto de Riesgo según Jorion, P. (2007) es “el valor de la máxima pérdida esperada en un intervalo de tiempo determinado... fijado un nivel de confianza”. Señala así mismo el autor que “...el riesgo puede ser definido en términos generales como la incertidumbre sobre los flujos futuros o resultados futuros, lo que tiene interés básico en los enfoques del riesgo a nivel financiero. Cabe señalar que en la presente investigación el riesgo se refiere a la contingencia de la disminución en el nivel de volumétrico de la producción de petróleo, medido en miles de barriles diarios, lo que a la postre causa igualmente una pérdida financiera en la industria petrolera, que indudablemente es medida en unidades monetarias. Por consiguiente, lo que para Jorion significa incertidumbre en “flujos futuros”, equivale en esta investigación a incertidumbre en la “disminución futura”.

Para Venegas Martínez, F. (2008), el Riesgo se fundamenta en lo siguiente:”Si S es una variable aleatoria definida en (Ω, f, P_θ) , donde θ es un vector de parámetros asociado con la distribución de S ... el valor en riesgo ($-VaR_{1-q}^S$) con un nivel de confianza del $(1-q)$ 100%, se define como el valor en la distribución de esa variable aleatoria tal que, en un periodo de tiempo dado, $[t, T]$ la probabilidad:

$$P_\theta \{ -VaR_{1-q}^S \leq S \} = 1 - q \dots \text{ó} \quad P_\theta \{ S \geq -VaR_{1-q}^S \} = 1 - q$$

A partir de esta definición, se desprende, que:

$$VaR_{1-q}^S = -\inf \{ s \in R \mid P_\theta \{ S > s \} \leq 1 - q \}$$



Como se puede observar, el VaR_{1-q}^S es una estimación estadística del valor de S con cierto grado de confianza en un intervalo de tiempo dado”. Este autor enfoca el riesgo a nivel de Valor en Riesgo, VaR , concepto introducido en 1995 por J.P. Morgan, que ha sido publicado en un documento técnico que proponía cuantificar el riesgo de mercado asociado a todas las posiciones de una entidad bancaria a través del cálculo de un único número. Es importante resaltar que esa metodología está basada en el supuesto de **normalidad de la variable S**. En la presente investigación el objetivo consiste en encontrar la distribución probabilística de la disminución volumétrica de la producción petrolera utilizando el enfoque de la “Función Probabilística Compuesta” desarrollado por Daykin, C. (1994), que requiere del uso de distribuciones de valores extremos.

Según Jorion, P. (op. cit), el riesgo operacional se refiere a las pérdidas potenciales resultantes de sistemas inadecuados, fallas que afectan a la producción directamente, controles defectuosos, fraude o error humano. Esto incluye riesgos de ejecución, que abarcan situaciones donde se falla en la ejecución de las operaciones, algunas veces conduciendo a retrasos o penalizaciones costosas. También, el riesgo operacional, incluye el riesgo tecnológico, que se refiere a la necesidad de proteger los sistemas por fallas, o de eventuales pérdidas ocasionadas por desastres naturales.

4.1.2.3.- Método con enfoque actuarial que fundamenta el Modelo de Pérdidas Agregadas

La estimación del Riesgo Operacional en la disminución de la producción de petróleo, identificado técnicamente como diferimiento de la producción por causas no programadas, utiliza el modelo de pérdidas agregadas, descrito por Daykin, C (1994).

La industria petrolera desarrolla sus actividades con base en planes, a largo, mediano y corto plazo, en este trabajo se centra la atención sobre los planes cuyo



horizonte corresponde a períodos cortos, en lo específico los que se producen diariamente. En el horizonte de tiempo en consideración, se mide el riesgo de disminuciones *no programadas* en la producción, debido a factores tanto intrínsecos al proceso, como externos al mismo.

Inicialmente, el abordaje de los distintos factores que inducen al riesgo se realizaba separadamente, es decir, privaba la teoría individual de estimación de riesgo para cada causa. Sin embargo, en la práctica para un efectivo cálculo del riesgo se hace necesario un abordaje que considere conjuntamente los distintos factores de riesgo como un “colectivo”, que de acuerdo a Daykin, C. (op. cit) es el enfoque considerado como más apropiado.

En términos de lo anterior, cabe señalar algunos de los factores o causas más relevantes del riesgo operacional en la Industria Petrolera:

Actividades en el proceso de producción en el Campo.

- Procedimientos relacionados con extracción y movilización del petróleo.
 - Sistema de movilización del petróleo
 - Producción asociada
 - Apertura de nuevos Campos
 - Taponamientos de pozos
 - Cantidad de pozos
 - Momentos de altos inventarios acumulados en estaciones

En el desarrollo de las actividades de extracción y producción del petróleo pueden producirse eventualidades que conducen a situaciones en las que subyace el riesgo operacional, específicamente pueden dar lugar a la disminución en la producción de petróleo.



- Fallas en las maquinarias que técnicamente se conoce como “Componentes de superficie”.
 - Compresores
 - Válvulas
 - Empacaduras
 - Tanques
- Condiciones ambientales externas de la industria.
 - Temperatura
 - Humedad
 - Nivel pluviométrico
- Otras actividades *no programadas* en el proceso de producción en el Campo que conllevan al riesgo de disminución en la producción son:
 - Paros de plantas
 - Producción diferida por causa de situación del pozo, que se refiere a la paralización del flujo de petróleo.
 - Fallas eléctricas.
 - Infraestructura, condiciones de las mismas.
 - Variación del potencial de producción, que explica el cambio de la intensidad del flujo del petróleo en determinados pozos.
 - Patio de tanques, se alude a otras causas que conduzcan a alteraciones en el almacenamiento y distribución.

El modelo probabilístico de pérdidas agregadas se define a través de la combinación de los siguientes dos modelos:

En el contexto del proceso de producción diaria, se asumen k ocurrencias de eventos asociados con uno o varios factores de riesgo:

$$E_1, E_2, \dots, E_k \quad \text{con } k = 0, 1, 2, \dots$$



Cada uno de estos eventos induce una disminución del valor volumétrico de la producción, descrita mediante la variable X :

$$X_1, X_2, \dots, X_k \quad \text{con } k = 0, 1, 2, \dots$$

El valor volumétrico de la disminución total diaria es obtenido en la forma:

$$S = X_1 + X_2 + \dots + X_k \quad \text{con } k = 0, 1, 2, \dots$$

Cabe observar que en el comportamiento probabilístico del fenómeno subyacen las variables aleatorias K , X y S :

K : Número de eventos que ocurren en el intervalo de un día

X : Valor volumétrico de la disminución de cada una de las ocurrencias

y

S : Valor volumétrico de la disminución total en la producción diaria

A continuación se explican detalladamente los aspectos que permiten la estimación del parámetro que caracteriza la distribución de la variable aleatoria K , X y la del modelo de pérdidas agregadas.

1.- Modelo de ocurrencia de eventos no programados

Siguiendo la formulación de Daykin, C. (1994), puede considerarse que el número K de eventos que surge de un colectivo de riesgos, es una variable aleatoria cuyo comportamiento se describe en términos de su distribución de probabilidades:

$$p_k = \text{Prob}(K = k) \quad K = 0, 1, 2, \dots$$



El colectivo de riesgos está compuesto por unidades que en este estudio quedan descritas por los campos de producción, y los eventos se refieren a los accidentes que pueden dar lugar a una disminución en esa producción.

La ocurrencia de los eventos sigue una secuencia aleatoria y por lo tanto no es posible pronosticar el momento exacto de su ocurrencia, ni tampoco el número de eventos que ocurren diariamente. Sin embargo, si se puede suponer que tales eventos son independientes entre sí, entonces según Ramírez, G.(1999), la variable aleatoria:

K : número de eventos que ocurren diariamente

Sigue una distribución probabilística de Poisson, con función de masa definida por:

$$p_k = p_k(K = k) = e^{-\lambda} \frac{\lambda^k}{k!} \quad \text{Con } k = 0, 1, 2, \dots$$

Siendo λ un número real positivo, conocido como el parámetro de Poisson, o valor esperado de K .

2.- Estimación del parámetro $\lambda = E(k)$

El parámetro $\lambda = E(k)$, se estima a partir de la distribución empírica observada del número de ocurrencias a lo largo de una muestra de n días, utilizando el método de Newton, un algoritmo numérico implementado en *Excel*.

Se realiza, adicionalmente, un contraste de Bondad de Ajuste para corroborar que la distribución empírica se comporta conforme a la función teórica de Poisson. Según se describe en Panjer, H. (2006), se utiliza para este contraste el estadístico Q que asintóticamente sigue una distribución Chi-cuadrado con $J-1$ grados de libertad:



$$Q = \sum_{j=1}^J \frac{(n_j - E_j)^2}{E_j}$$

Donde:

n: es el número de días muestreados

J: es el máximo número de ocurrencias de la variable aleatoria K , observado en la muestra de n días.

n_j : frecuencia de las ocurrencias, medida por el número de días en la muestra en que se produjeron $j=1,2,\dots,J$ ocurrencias.

E_j : es el número esperado de días en la muestra en los que se producen j ocurrencias, que es obtenido en la forma $E_j = n \text{ Prob}(K=j)$ $j=1,2,\dots,J$

Sobre el Cuadro 4.11 se organiza la información requerida para construir el Estadístico Q el cual se requerirá para realizar el contraste “Bondad de Ajuste” asumiendo la estimación del parámetro λ , y la distribución de las ocurrencias que sigue una distribución de Poisson.

Cuadro 4.11.

K	n_j	E_j	$(n_j - E_j)^2$	$(n_j - E_j)^2 / E_j$
0	n_0	E_0	$(n_0 - E_0)^2$	
1	n_1	E_1	$(n_1 - E_1)^2$	$(n_1 - E_1)^2 / E_1$
2	n_2	E_2	$(n_2 - E_2)^2$	$(n_2 - E_2)^2 / E_2$
.
.
.
k	n_k	E_k	$(n_k - E_k)^2$	$(n_k - E_k)^2 / E_k$
.
.
.
J	n_J	E_J	$(n_J - E_J)^2$	$(n_J - E_J)^2 / E_J$
	$n = \sum_{j=0}^J n_j$	$\tilde{\lambda} = \sum_{j=1}^J \frac{n_j * k_j}{n}$	Total Q =	$\sum_{j=1}^J \frac{(n_j - E_j)^2}{E_j}$



2.- Modelo de severidad asociado a cada evento.

Sea K la variable aleatoria cuyo comportamiento probabilístico describe el número de accidentes (eventos) ocurridos durante un día, que dan lugar a la disminución en la producción de crudo en un campo petrolero en relación con lo planificado, y sea X la variable aleatoria que mide la intensidad en la disminución debida a la ocurrencia del accidente (-severidad asociada con la ocurrencia del evento). El problema que debe abordarse a estos efectos es el estudio de la distribución de probabilidad adecuada para la variable X . Siguiendo a Daykin (op. cit), en el presente estudio, y después de realizar numerosas pruebas y efectuar contrastes de “Bondad de Ajuste” se conviene en proponer una distribución mixta, basada en el método de valores extremos:

Las distribuciones propuestas para el modelo mixto de severidad de un evento son:

Gamma dos parámetros y la Gamma Transformada tres parámetros.

La variable aleatoria X , en los intervalos (0, Percentil_{99,47}) y (Percentil_{99,9904}, Percentil₁₀₀), sigue la distribución Gamma de dos parámetros:

$$X_i \rightarrow \Gamma(\alpha, \beta); \text{ con } i = 1, 2, \dots, N$$
$$\text{Dist. Gamma } \Gamma(\alpha, \beta) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x\beta}$$

La variable aleatoria X , en el intervalo (Percentil_{99,48}, Percentil_{99,9903}) sigue una distribución Gamma de tres parámetros:

$$X_i \rightarrow \Gamma(\alpha; u; \tau);$$
$$\text{con } i = 1, 2, \dots, N$$
$$\text{con } u = (x\beta)^\tau$$
$$\text{Dist. Gamma } \Gamma(\alpha; u; \tau) = \frac{\tau \cdot u^\alpha}{x \cdot \Gamma(\alpha)} e^{-u}$$



Siguiendo a Hogg, R. y Klugman, S. (1984), los parámetros se estiman por el método de los momentos y utilizando el método de Newton, algoritmo numérico implementado en el Programa computacional *Excel*, en la opción denominada “*Solver*”. Se efectúa adicionalmente, el contraste de “Bondad de Ajuste” para corroborar que la distribución empírica se distribuye conforme a la función teórica propuesta.

3.- Modelo de pérdidas agregadas

El problema que se plantea seguidamente es hallar el modelo probabilístico adecuado para describir la pérdida diaria agregada:

$$S = X_1 + X_2 + \dots + X_K$$

Suponiendo que la disminución de la producción, X_i , debida a la ocurrencia del i -ésimo evento es independiente de la variable aleatoria K , y que además se distribuye de acuerdo al modelo mixto antes propuesto. Entonces, el modelo probabilístico de pérdidas agregadas debido a la ocurrencia de K eventos, queda descrito por la distribución de variable aleatoria compuesta S que describe el volumen acumulado de la disminución diaria de la producción de petróleo en un campo Daykin, (op. cit):

Distribución de la variable aleatoria Compuesta:

Variable

$$S = \sum_{i=1}^k X_i$$

Función de Distribución Acumulada

$$F_S(s) = \sum_{k=0}^{\infty} p_k \Pr(S \leq s/K = k) = \sum_{k=0}^{\infty} p_k F_X^{*k}(s) \text{ Siendo } F_X^{*k}(s) = \Pr \left(\sum_{i=1}^k x_i / K = k \right)$$



También se expresa en forma recurrente llamada función de convolución

$$F_X^{*k}(s) = \int_0^s F_X^{*(k-1)}(s-y)f_X(y)dy$$

$$F_X^{*(k-1)}(s) = \int_0^s F_X^{*(k-2)}(s-y)f_X(y)dy$$

.

.

.

$$F_X^{*(k-(k-2))}(s) = \int_0^s F_X^{*(k-(k-1))}(s-y)f_X(y)dy$$

$$F_X^{*(k-(k-1))}(s) = \int_0^s F_X^{*(k-k)}(s-y)f_X(y)dy$$

$$F_X^{*(k-k)}(s) = F_X^{*(0)}(s) = 1, \text{ siempre y cuando } s \geq 0.$$

Para el presente estudio la variable en ningún momento será menor a cero.

Daykin, autor cuyas referencias han signado estos desarrollos propone finalmente proceder a las estimaciones del modelo de pérdida agregada utilizando el método de simulación “Monte Carlo”. Así, al simular la distribución completa de S, se selecciona el valor del percentil 99,99; el cual determina el nivel de confianza del 99,99%, para la pérdida máxima probable esperada.

Con la información descrita anteriormente Jorion, P.(2007) propone que la organización puede realizar las tres actividades siguientes:

1. Informando la máxima Pérdida probable (Percentil 99,99 de la función agregada de Pérdida, el cual determina el nivel de confianza del 99,99%, para la pérdida máxima probable esperada) a niveles directivos para la adecuada toma de decisión, ayudando a la alerta temprana y decisiones para la mejor mitigación del riesgo.



2. Permitiendo y facilitando la asignación de recursos (Ejemplo, realizar tanques de almacenamiento para evitar una porción de las disminuciones no programadas) en forma objetiva para realizar un sistema de construcción de infraestructura, permitiendo tener reservas de Petróleo y suplir cuando ocurra una desviación prevista en el modelo probabilístico, y

3. Evaluación del desempeño operacional, a través del índice de eficiencia que se construye con la desviación típica de los diferimientos observados entre la desviación típica del Modelo de Pérdida Agregada, indicado en Jorion, P. (2007).

4.2.- METODOLOGÍA ESTADÍSTICA

4.2.1.- Estrategia de análisis

Se realizará las siguientes fases:

- Construcción de Curvas Principales por Análisis de Componentes Principales.
- Agrupación de Campos de Producción basados en las Curvas Principales.
- Cálculo del Valor volumétrico del Riesgo de la máxima probable disminución de la producción de Petróleo, en promedio día, por un Modelo de Pérdidas Agregadas. Según Daykin, C. (1994, pp. 55-56).

4.2.2.- Paquetes estadísticos

Se utilizaron en la Investigación los Programas: *Excel* de *Microsoft Office*, y *SPSS* ver 7.5 propietario.

CAPITULO V



CAPITULO V

5.1.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

A continuación se presenta el análisis de resultados y las correspondientes interpretaciones desarrolladas en el presente trabajo.

5.1.1.- Análisis de las Curvas Principales

Selección de las Curvas Principales:

Las curvas Principales seleccionadas quedan identificadas por las asociadas con los once mayores autovalores obtenidos del ACP, Burden (1998). En el cuadro 4.1 se muestran los autovalores de la matriz $X_c X_c'$ ordenados de mayor a menor de acuerdo a su magnitud:

Cuadro 4.1 Autovalores (valores característicos) calculados.

$\lambda_1=0,245$	$\lambda_2=0,167$	$\lambda_3=0,0298$	$\lambda_4=0,02109$	$\lambda_5=0,01962$
$\lambda_6=0,005493$	$\lambda_7=0,004807$	$\lambda_8=0,003569$	$\lambda_9=0,002689$	$\lambda_{10}=0,002589$
$\lambda_{11}=0,001338$	$\lambda_{12}=0,0005122$	$\lambda_{13}=0,0004224$	$\lambda_{14}=0,0002357$	$\lambda_{15}=0,0001957$
$\lambda_{16}=0,0001494$	$\lambda_{17}=0,0001289$	$\lambda_{18}=0,0001158$	$\lambda_{19}=0,00008297$	$\lambda_{20}=0,00007193$
$\lambda_{21}=0,00005267$	$\lambda_{22}=0,00004908$	$\lambda_{23}=0,00004322$	$\lambda_{24}=0,00003967$	$\lambda_{25}=0,00003565$
$\lambda_{26}=0,00003232$	$\lambda_{27}=0,00002253$	$\lambda_{28}=0,00001736$	$\lambda_{29}=0,00001492$	$\lambda_{30}=0,00001312$
$\lambda_{31}=0,00001148$	$\lambda_{32}=0,000007257$	$\lambda_{33}=0,000006939$	$\lambda_{34}=0,000005528$	$\lambda_{35}=0,000004261$
$\lambda_{36}=0,000003973$	$\lambda_{37}=0,000003124$	$\lambda_{38}=0,000002811$	$\lambda_{39}=0,000002315$	$\lambda_{40}=0,00000192$
$\lambda_{41}=0,000001476$	$\lambda_{42}=0,000001297$	$\lambda_{43}=0,000000859$	$\lambda_{44}=0,000000772$	$\lambda_{45}=5,689E-07$
$\lambda_{46}=4,924E-07$	$\lambda_{47}=3,849E-07$	$\lambda_{48}=1,632E-07$	$\lambda_{49}=1,137E-07$	$\lambda_{50}=2,088E-08$
$\lambda_{51}=4,47E-09$				

En particular, siguiendo a Hair, J. A. (1999), se utilizó como criterio de selección de curvas, el porcentaje de varianza explicado acumulado hasta la k-ésima curva. En nuestro caso se propone seleccionar tantas curvas como aquellas cuyos autovalores asociados capten conjuntamente un 99,5% de la variabilidad total en los datos, que para este problema queda referida particularmente a las diferencias entre



las curvas de producción de petróleo observadas en los diferentes campos de la división oriente PDVSA mensualmente de 2003 a 2007. A continuación se presenta gráficamente la variación porcentual acumulada, que es captada por las cincuenta y un curvas principales generadas por el ACP:

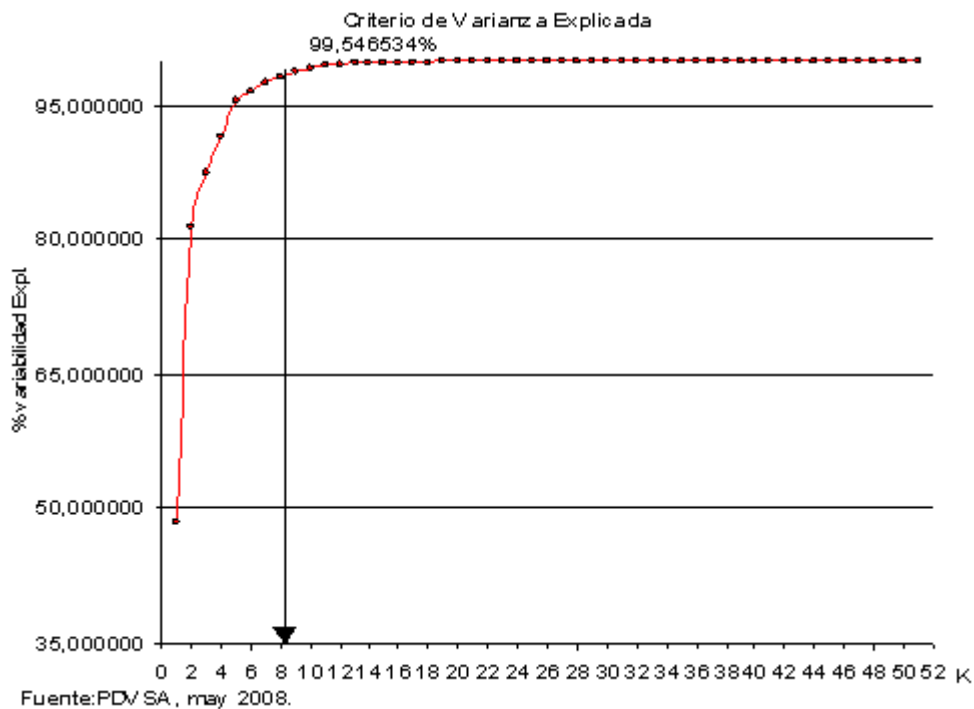


Gráfico 4. Criterio de Varianza Explicada

El porcentaje de variabilidad explicada, establecido en 99,50% es un indicador de la bondad de la aproximación con que las curvas aproximan la información original, indica que deberían seleccionarse las primeras 11 curvas principales, del total de las cincuenta y un (51) curvas originales; esto significa que utilizando este criterio el problema se reduce al estudio de solo el 21,57% del total de curvas principales que, además, sintetiza notablemente el problema de análisis de la información identificada por la evolución temporal de la producción de petróleo en los campos bajo estudio.



A continuación se presenta también el diagrama denominado Scree Test, en el que puede observarse que efectivamente el comportamiento de los autovalores en este caso presenta un comportamiento exponencial descendente, indicando que solamente unas pocas curvas son capaces de aproximar en buen grado el fenómeno estudiado.

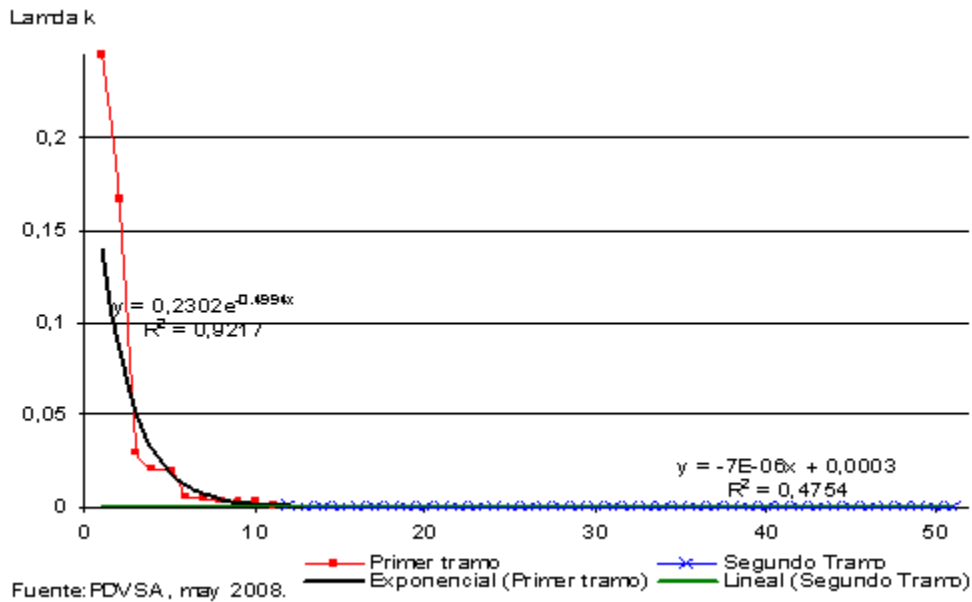


Gráfico 5. Criterio de Scree Test

Al aplicar el criterio de Scree Test, se produce una partición óptima a partir del punto de inflexión de la curva, pudiendo observarse que a partir del onceavo autovalor no hay ganancia sustantiva en las magnitudes que ellos alcanzan, produciéndose a partir de allí un ajuste lineal bastante aceptable.



Seguidamente se evalúa el criterio del promedio, como mecanismo de selección del número adecuado de curvas principales:

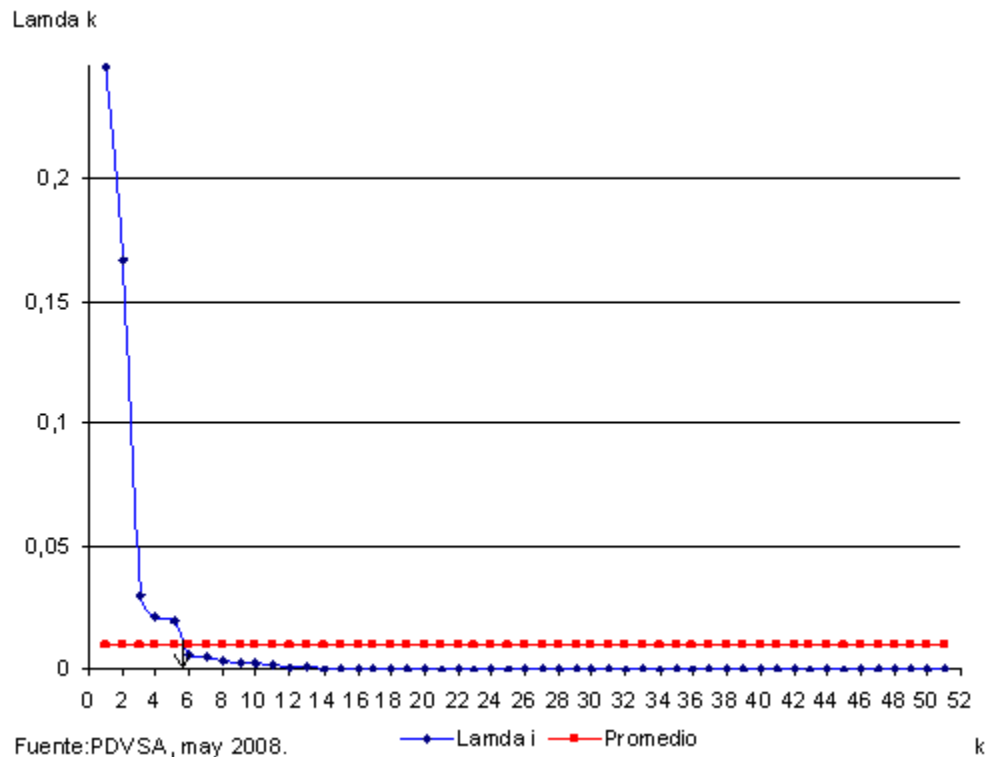


Gráfico 6. Criterio del Promedio.

El autovalor promedio es igual a 0,0099; pudiendo apreciarse que sólo los primeros cinco “auto valores” superan al promedio -gráfico 6 y Cuadro 4.1-, utilizando este criterio se deberían seleccionar sólo cinco curvas principales, del total de las 51 curvas que arroja el ACP; lo que correspondería a analizar solamente el 9,8% del total de las curvas principales, las cuales explican aproximadamente un 95% de la variabilidad a las curvas originales.



A continuación se aplicará la selección del número adecuado de autovalores, utilizando el Contraste de Bartlett, para el cual la hipótesis nula queda descrita en la forma:

$$H_{0k}: \lambda_k = \lambda_{k+1} = \dots = \lambda_{51} = 0 \quad k=1,2,\dots$$

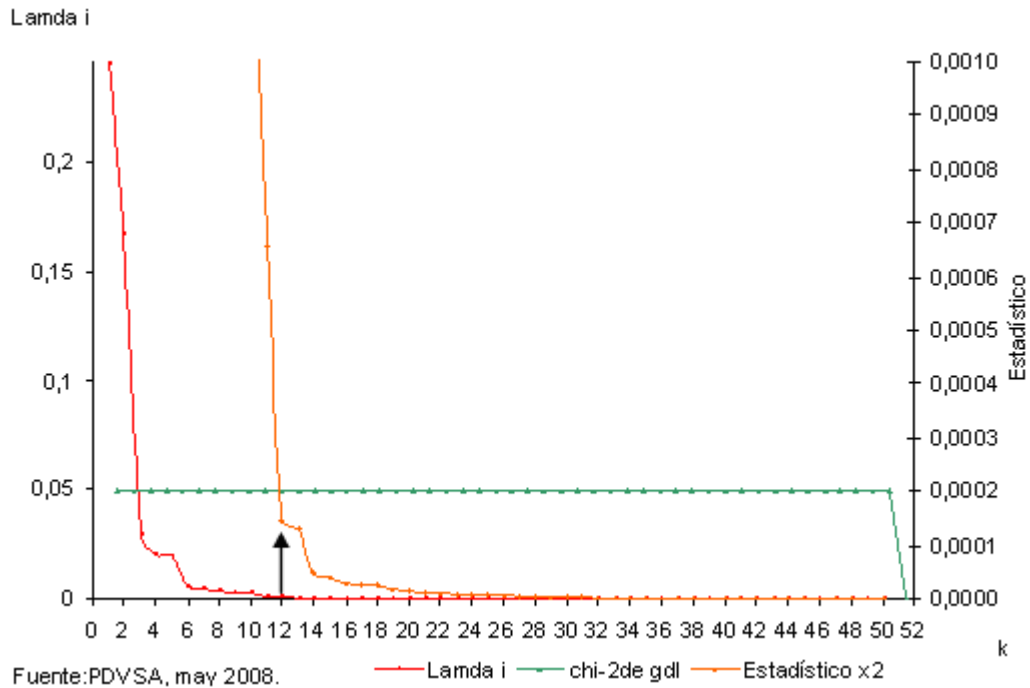


Gráfico 7. Criterio Contraste de Bartlett

Utilizando el Contraste de Bartlett, con un nivel de significación de 0,0001; se aprecia que no hay evidencias en contra de la hipótesis nula:

$$H_{012}: \lambda_{12} = \lambda_{13} = \dots = \lambda_{51} = 0 \quad k=1,2,\dots$$

Es decir, el contraste sugiere que a partir del “auto valor” 12 los autovalores no difieren significativamente de cero, por lo tanto luce adecuado la selección de las primeras 11 curvas principales.

Se resume en el Cuadro 4.2 el número de curvas que cada uno de los criterios antes descritos sugiere seleccionar:



Cuadro 4.2. Criterios de selección de las curvas principales

Criterio	Número de Selección	Porcentaje Representado
% de varianzas explicadas	11	21,57%
Scree Test	11	21,57%
Promedio	5	9,8%
Contraste de Bartlett	11	21,57%

Se puede concluir que la mejor selección es 11 curvas principales, ya que de los cuatro criterios analizados, tres de ellos coinciden en que ese es el número adecuado de curvas principales a analizar.

La variabilidad que conjuntamente describen las 11 primeras curvas principales es igual a 0,502995; lo que representa el 99,55% de la variabilidad total – denominada por algunos autores Tasa de Inercia Cuadro 4.3.

Cuadro 4.3. Variabilidad captada por las componentes seleccionadas

i	Auto-valor λ_i	Representación %
1	0,245	48,49%
2	0,167	33,05%
3	0,0298	5,90%
4	0,02109	4,17%
5	0,01962	3,88%
6	0,005493	1,09%
7	0,004807	0,95%
8	0,003569	0,71%
9	0,002689	0,53%
10	0,002589	0,51%
11	0,001338	0,26%



Contribución de los Campos a la explicación de las curvas Principales:

Primera Curva Principal

En el gráfico 8 se representa gráficamente la contribución de los campos a la primera curva principal.

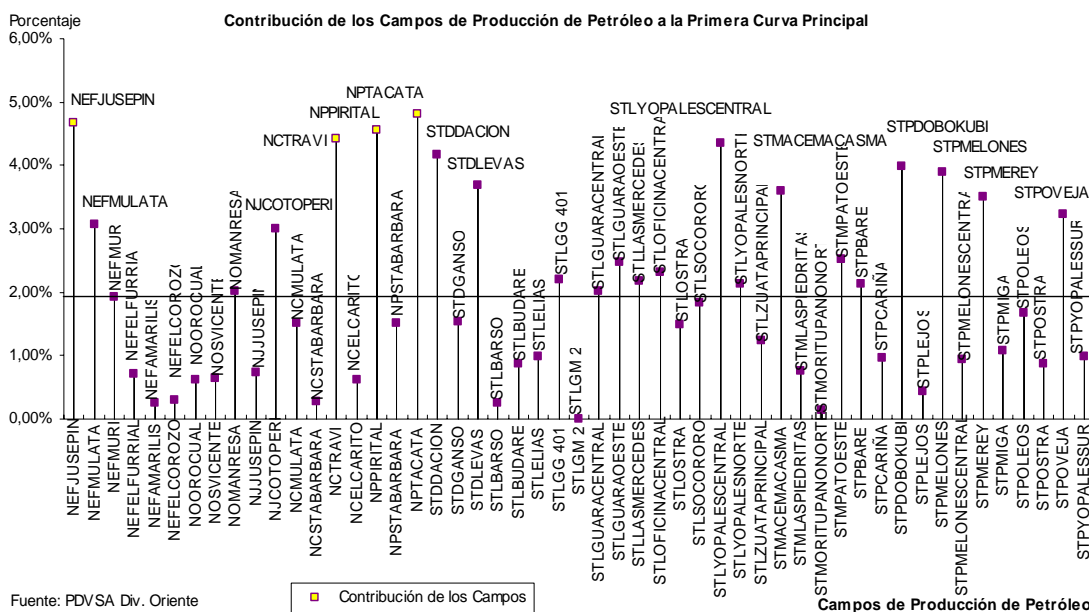


Gráfico 8. Contribución de los Campos de Producción a la formación de la Primera Curva Principal

Esta curva capta el 48,49% de las diferencias existentes en la evolución del comportamiento del volumen de producción en los campos de la división Oriente de PDVSA, en el período comprendido entre abril 2003 y mayo 2008.

Los campos Jusepín, Travi, Pirital, Tacata, Dación, Yopales Central, Macemacasma, Dobokubi, Melones, Merey y Oveja, son los que principalmente contribuyen a la formación de la Primera Curva Principal. En líneas generales, la curva bajo consideración describe una tendencia marcada al incremento en el volumen de producción desde mayo 2003 hasta julio 2006. A partir de julio 2006 y hasta abril 2008, se observa una tendencia a la estabilidad en la producción. Sin embargo, cabe resaltar que en este último lapso se observan oscilaciones en el



volumen de la producción respecto del nivel alcanzado, que requieren su explicación. Más interesante aún resulta el hecho de que los campos que en líneas generales siguen el patrón de la primera curva principal, tienden a presentar fluctuaciones en la producción cuyo comportamiento, debe explicarse por disminuciones no programadas.

En el Gráfico 9 puede observarse que la Primera Curva Principal describe incrementos marcados en el volumen de la producción entre 2004 y 2006. A partir de marzo 2006 y hasta mayo 2008 se observa una tendencia a la estabilización en la producción. A manera de ilustración se superpone a la Primer Curva Principal, el comportamiento de la producción de NEF-JUSEPIN, que es en líneas generales uno de los campos de la división Oriente-PDVSA mejor descrito por la primera curva principal. Se muestra que durante el período de abril 2003 a julio 2005, mantuvo niveles bajos de producción, mientras que entre julio 2005 a julio 2006 presentó un incremento, para luego estabilizarse desde julio de 2006 hasta abril 2008. Lo que puede apreciarse en el gráfico 9.

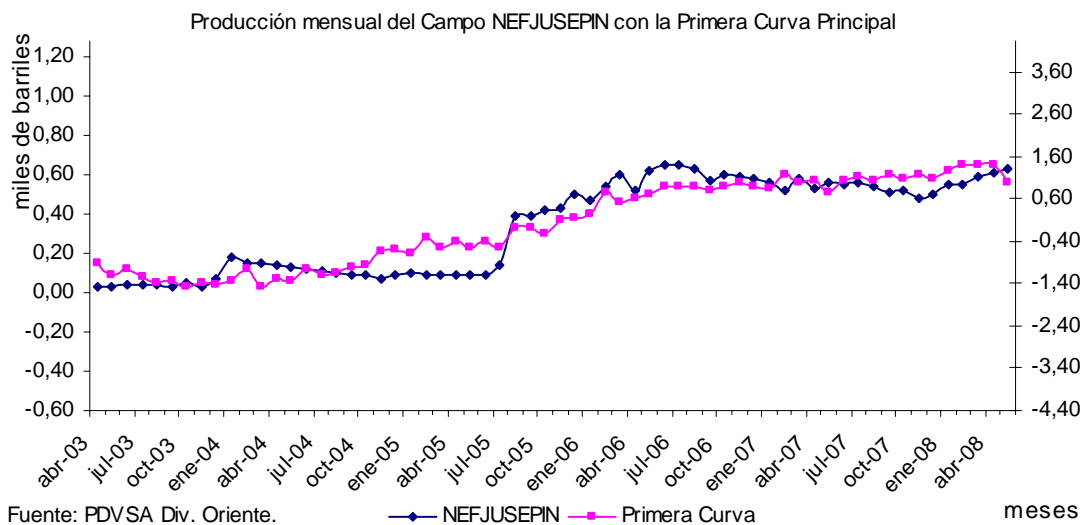


Gráfico 9. Patrón del Comportamiento de la Producción Mensual de Petróleo descrito por la Primera Curva Principal



En los Gráficos 10 al 16 puede observarse que efectivamente la primera curva principal aproxima la tendencia en la producción del crudo para los Campos NPPIRITAL, STDLEVAS, STPMELONES y STPMEREY. Cabe resaltar los cambios observados, incrementos o disminuciones, en la producción de algunos de estos campos, de relativa importancia.

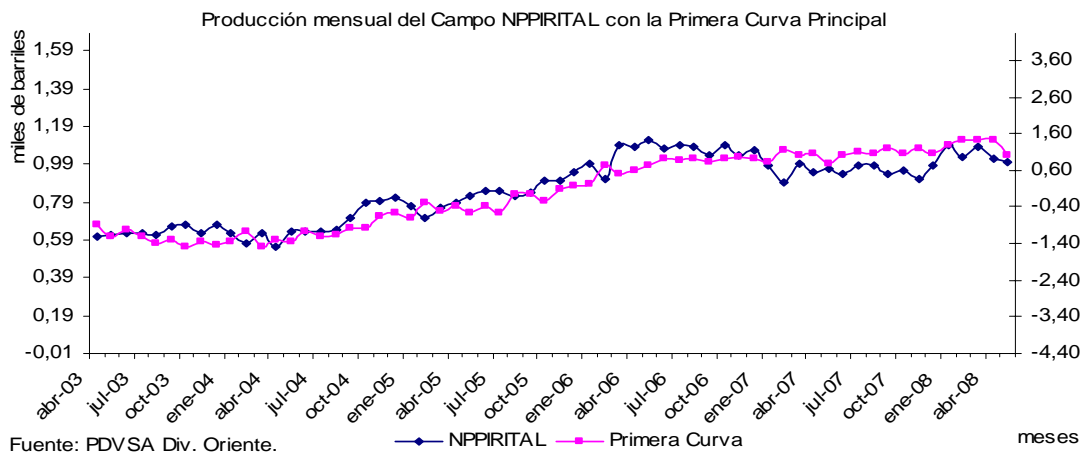


Gráfico 10. Producción mensual del Campo NPPIRITAL con la Primera Curva Principal

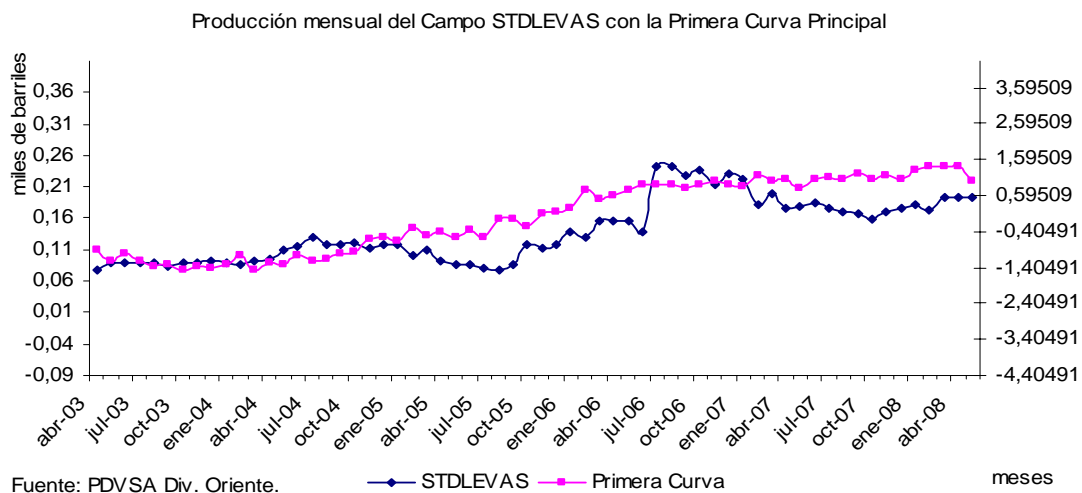


Gráfico 11. Producción mensual del Campo STDLEVAS con la Primera Curva Principal.

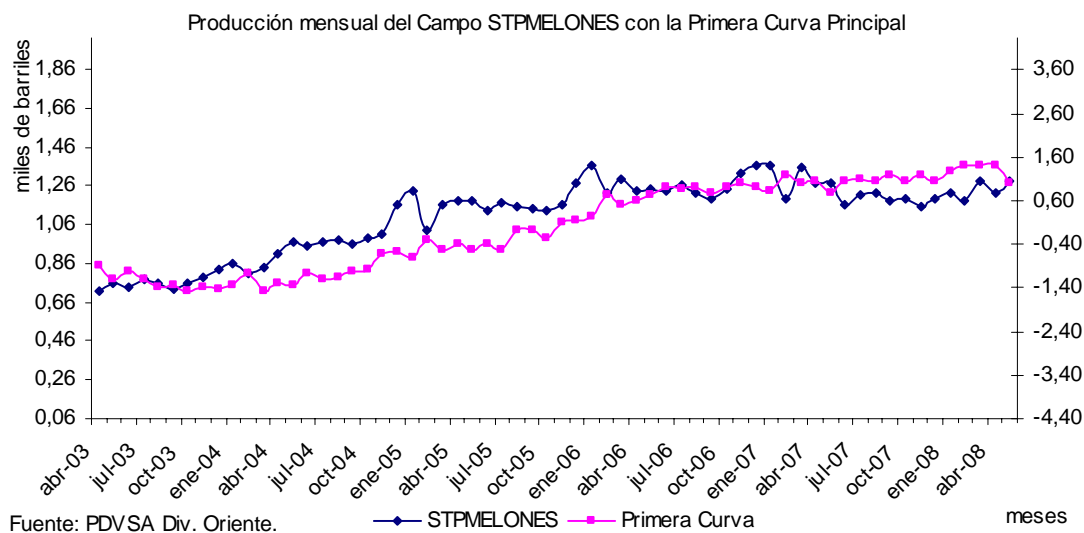


Gráfico 12. Producción mensual del Campo STPMELONES con la Primera Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 12 su varianza es 0,0365 y la correlación con la curva principal es 0,8335. Para el Campo del Gráfico 13 su varianza es 0,00004 y la correlación con la curva principal es 0,8083.

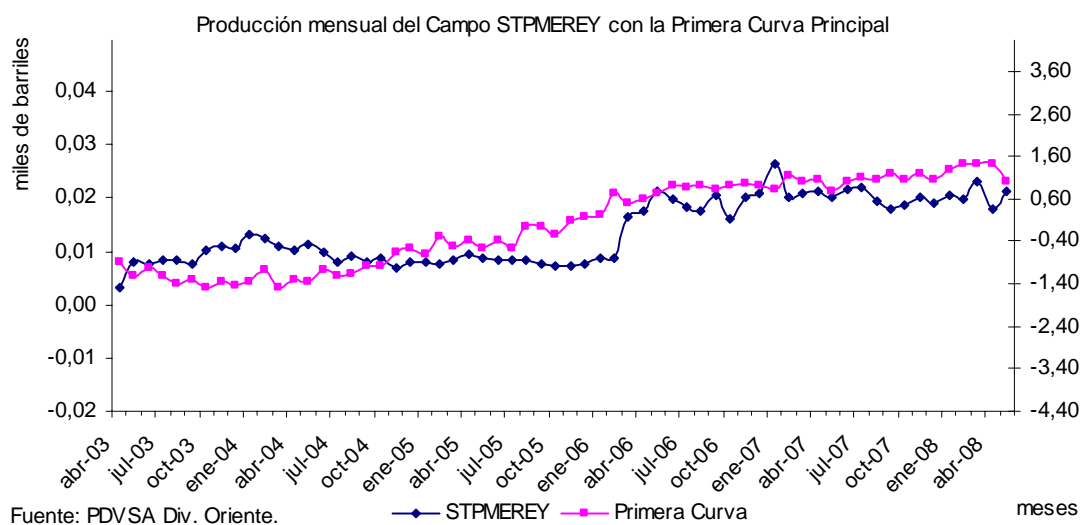


Gráfico 13. Producción mensual del campo STPMEREY con la Primera Curva Principal



En particular, en los Gráficos 14 a 16, se muestra que la primera componente también refleja el comportamiento de los campos NPTACATA, STLYOPALES CENTRAL y STDDACION. Sólo que en este caso la tendencia, en líneas generales, describe un perfil opuesto al de los campos antes descritos, encontrándose que presentan niveles de producción más altos al principio, produciéndose un descenso entre Julio de 2005 y Julio de 2006, para luego tender a estabilizarse.

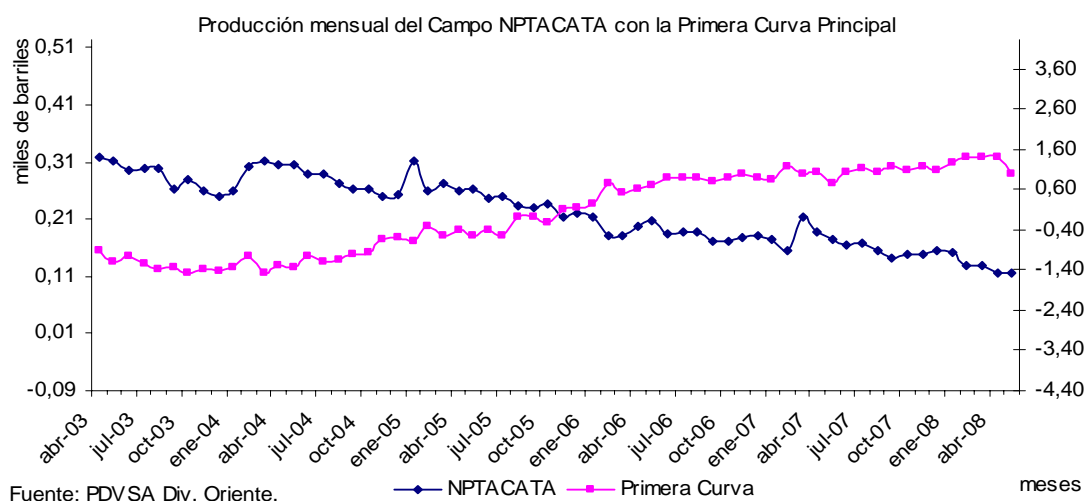


Gráfico 14. Producción mensual del Campo NPTACATA con la Primera Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 14 su varianza es 0,0034 y la correlación con la curva principal es -0,9395. Para el Campo del Gráfico 15 su varianza es 0,0861 y la correlación con la curva principal es -0,9365

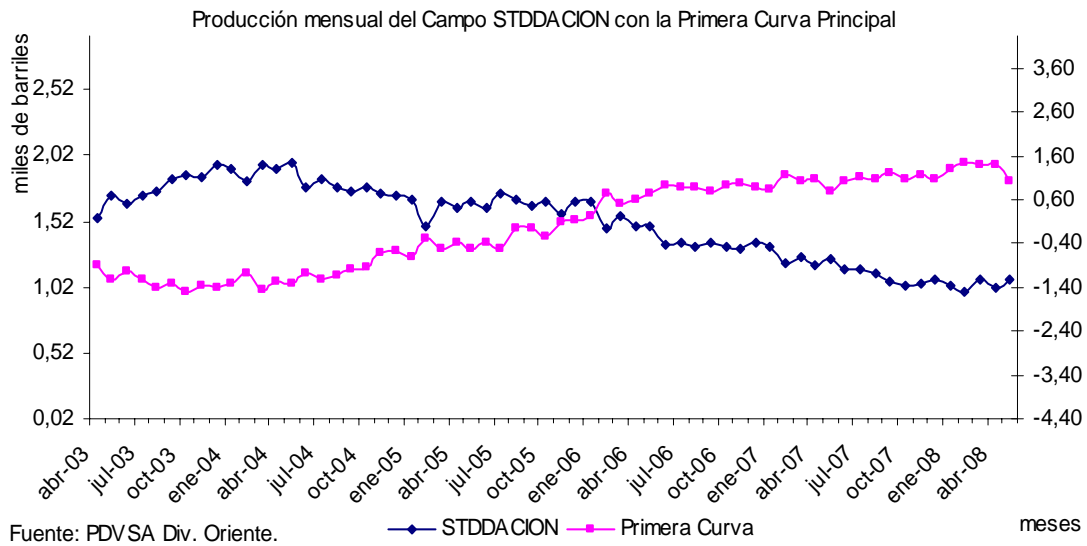


Gráfico 15. Producción mensual del Campo STDDACION con la Primera Curva Principal

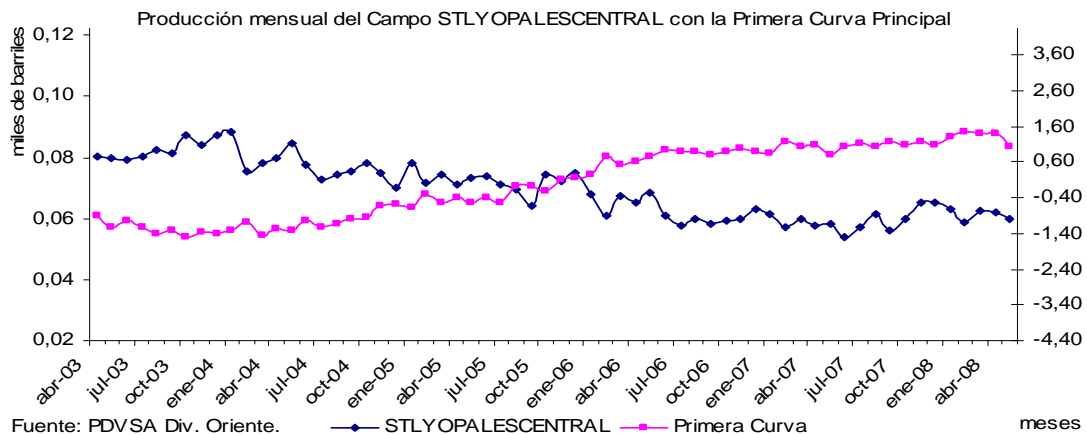


Gráfico 16. Producción mensual del Campo STLYOPALES CENTRAL con la Primera Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 16 su varianza es 0,00009 y la correlación con la curva principal es -0,9309.



Segunda Curva Principal:

En el gráfico 17 se representa gráficamente la contribución de los campos a la segunda curva principal, puede observarse que los campos con contribución a la segunda curva principal comprenden los del Distrito Norte: NOMANRESA, NEFMURI, NOOROCUAL, y los del Distrito San Tomé: STLGG 401, STLZUATAPRINCIPAL, STPOSTRA, STELIAS, STPMIGA.

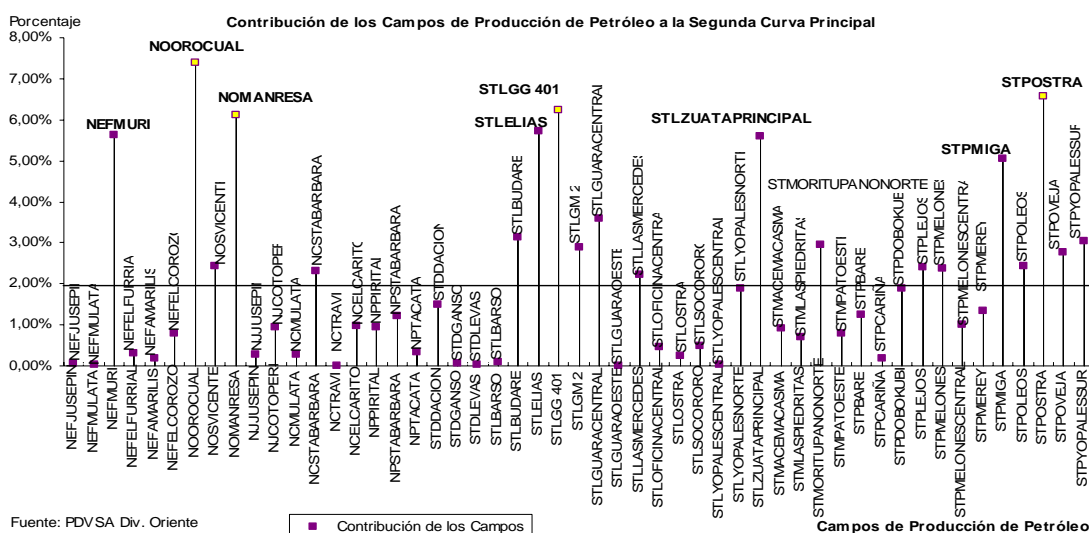


Gráfico 17. Contribución de los Campos de Producción a la formación de la Segunda Curva Principal

A continuación se describe la segunda curva principal y se superponen sobre ella la evolución temporal de cada uno de los campos que más contribuyen a su formación, -Gráfico 18 a 22-. Se refleja en la curva principal una disminución estacional hacia el mes de marzo. En los campos con mayor contribución a la formación de la curva, también se observan disminuciones hacia ese mes, que pueden asociarse con el mantenimiento general en la Industria. Los cambios en referencia, se observan más claramente en los campos el Muri, Orocuai, Manresa, Carito, Mulata, Santa Barbara, Budare, Elias, Yopales Sur, Zuata Principal y Ostras.

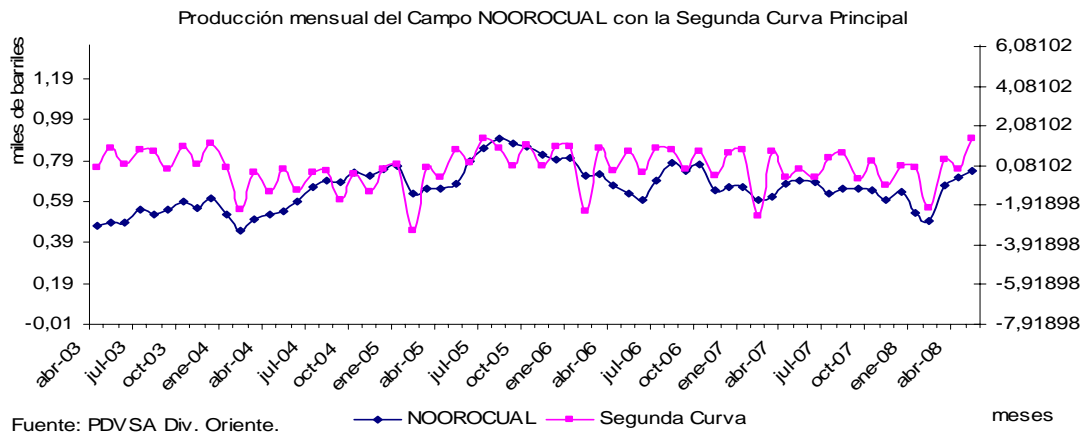


Gráfico 18. Producción mensual del Campo NOOROCUAL con la Segunda Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 18 su varianza es 0,0112 y la correlación con la curva principal es 0,3087. Para el Campo del Gráfico 19 su varianza es 0,0000004 y la correlación con la curva principal es -0,0934.

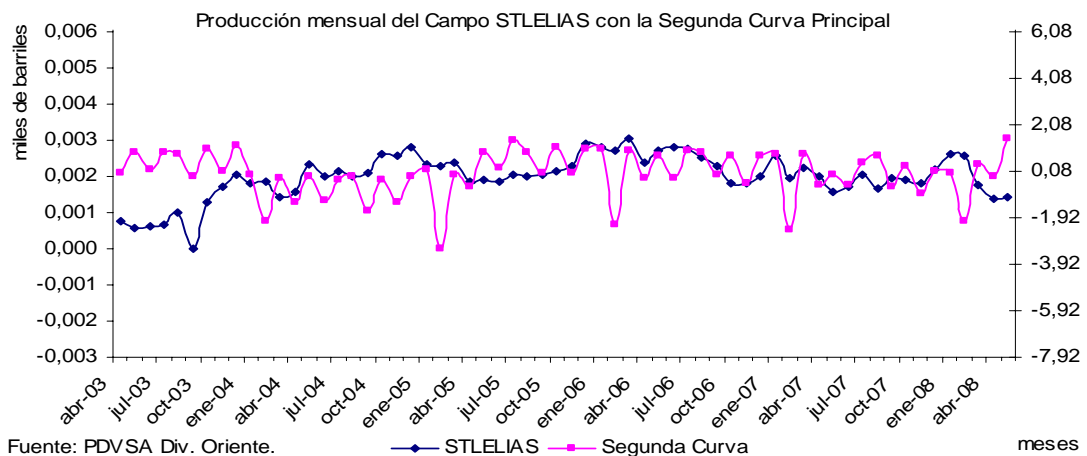


Gráfico 19. Producción mensual del Campo STLELIAS con la Segunda Curva Principal

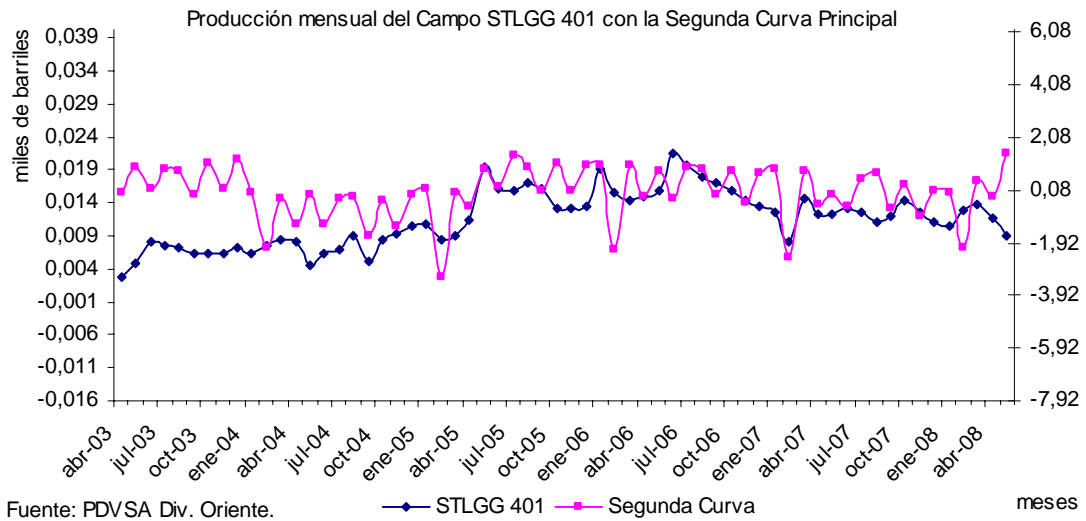


Gráfico 20. Producción mensual del Campo STLGG401 con la Segunda Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 20 su varianza es 0,00002 y la correlación con la curva principal es 0,2651. Para el Campo del Gráfico 21 su varianza es 0,0004 y la correlación con la curva principal es 0,0052.

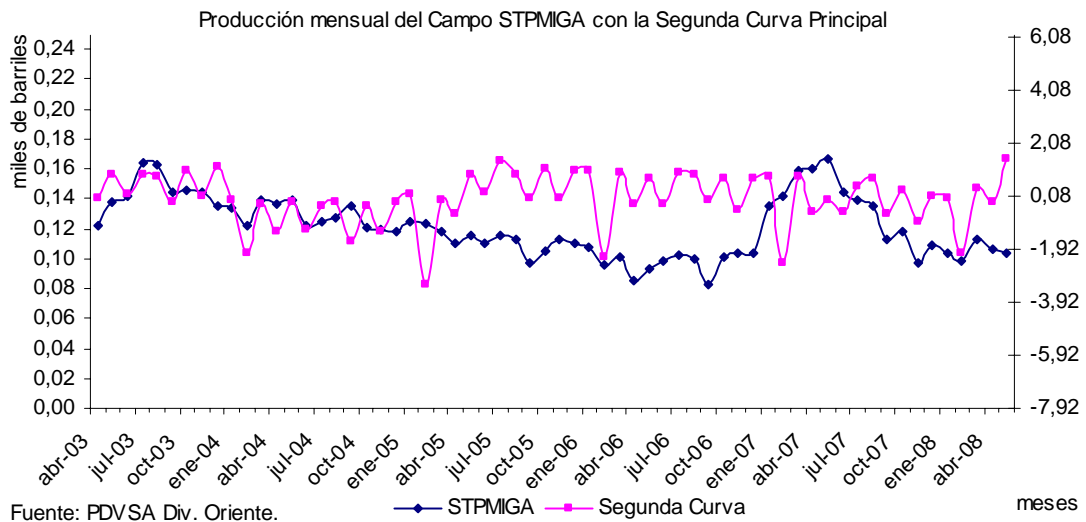


Gráfico 21. Producción mensual del Campo STPMIGA con la Segunda Curva Principal

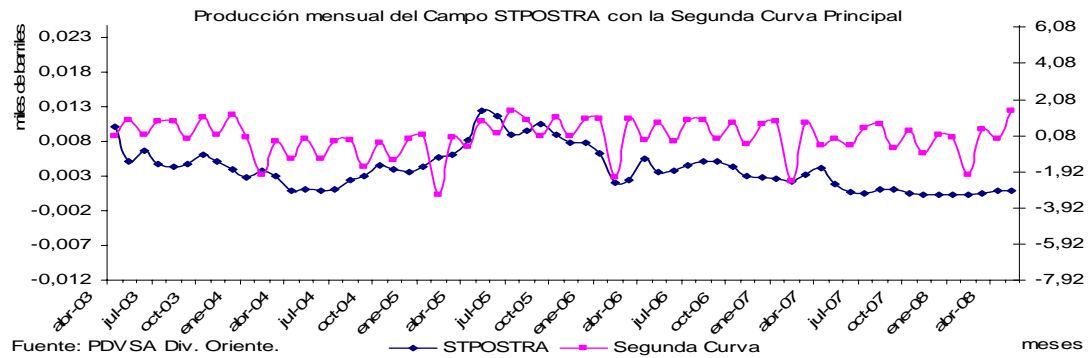


Gráfico 22. Producción mensual del Campo STOSTRA con la Segunda Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 22 su varianza es 0,000009 y la correlación con la curva principal es 0,2731.

Tercera Curva Principal

En lo relacionado con la tercera curva principal, puede observarse, en el gráfico 23, que los campos con contribuciones más importantes comprenden los del Distrito Norte: NJJUSEPIN, y los del Distrito San Tomé: STLBDARE, STLGM 2, STLYOPALESNORTE, STMLASPIEDRITAS, STMPATOESTE, STPMELONESCENTRAL.

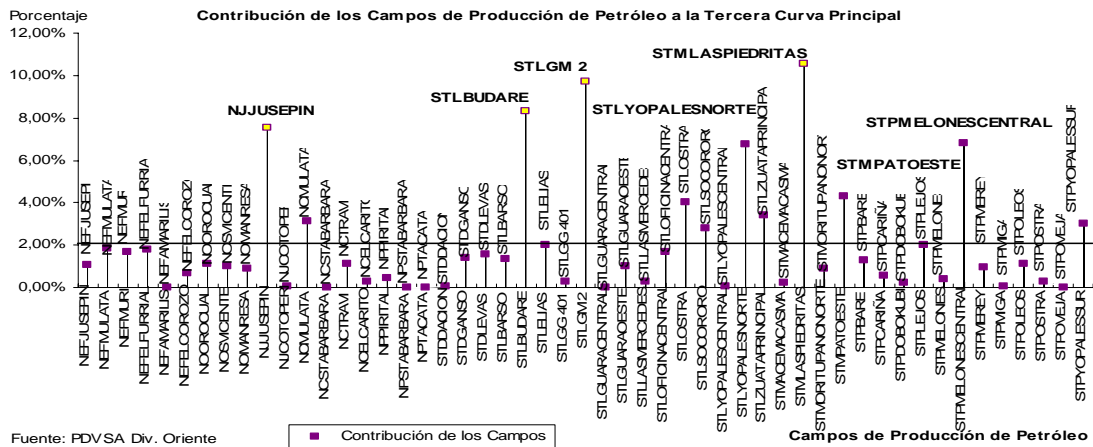


Gráfico 23. Contribución de los Campos de Producción a la formación de la Tercera Curva Principal



En la tercera curva principal se describe un perfil de la producción petrolera descrito por una tendencia al incremento en la producción desde Abril de 2003 hasta Abril de 2004, manteniéndose estable de allí en adelante hasta Abril de 2005, con una leve propensión a la disminución inmediatamente después de Abril de 2005, retomándose seguidamente un aumento de la producción hasta abril 2006, fecha a partir de la cual la tendencia en la producción es hacia la disminución.

El comportamiento de la producción en los campos NJUSEPIN, STLGM, STYLOPALESNORTE, STMPATOESTE – Gráfico 24, 25 y 26 – con alta contribución a la formación de la tercera curva principal, presentan una tendencia en la producción descrita por un perfil contrario al explicado anteriormente.

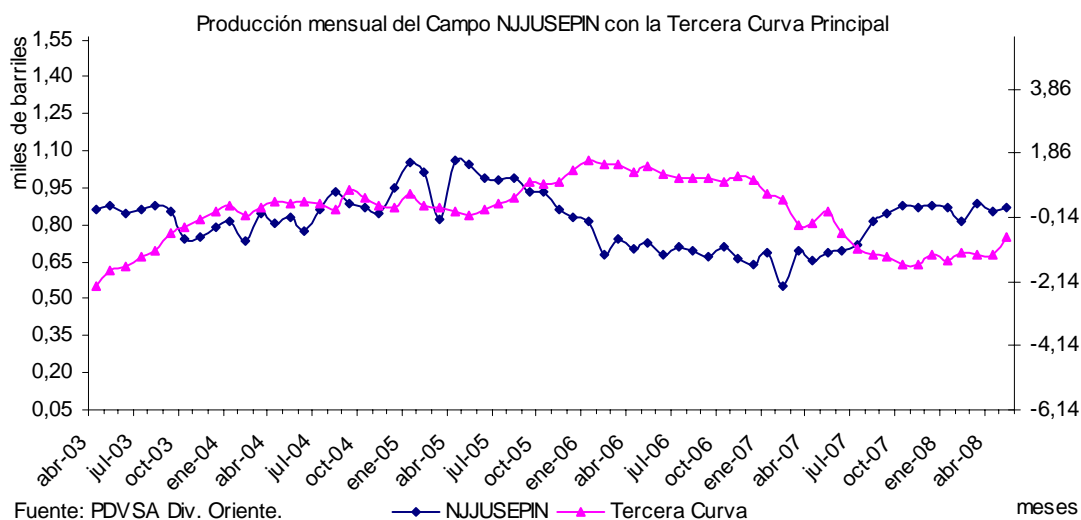


Gráfico 24. Producción mensual del Campo NJJUSEPIN con la Tercera Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 24 su varianza es 0,0125 y la correlación con la curva principal es -0,5161. Para el Campo del Gráfico 25 su varianza es 0,0092 y la correlación con la curva principal es 0,5143.

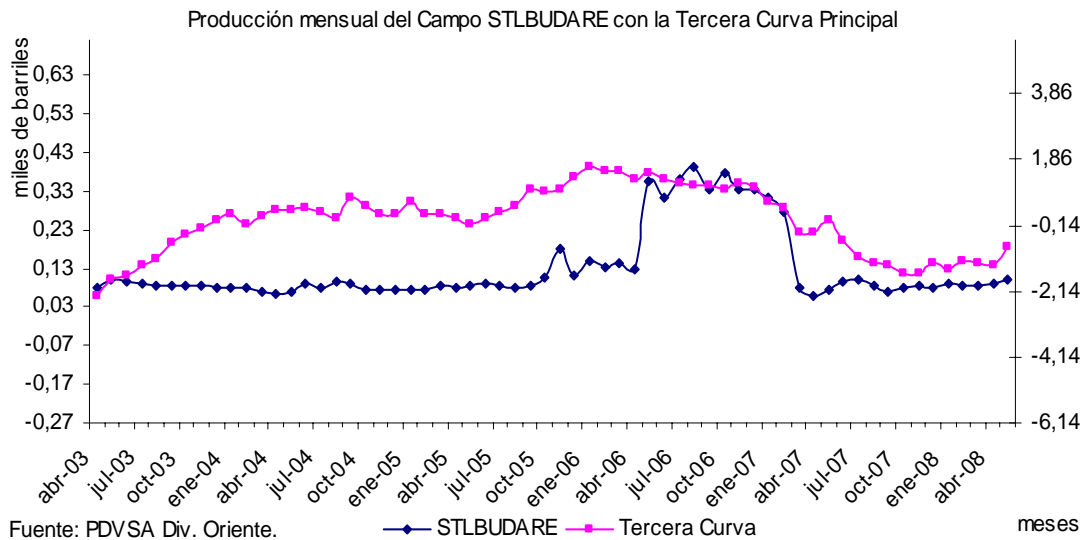


Gráfico 25. Producción mensual del Campo STLBUDARE con la Tercera Curva Principal

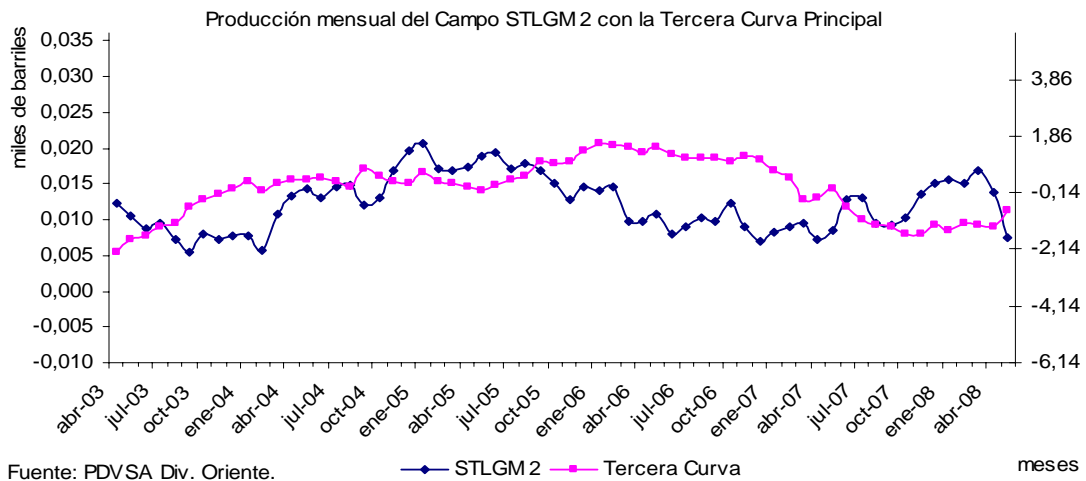


Gráfico 26. Producción mensual del Campo STLGM 2 con la Tercera Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 26 su varianza es 0,00002 y la correlación con la curva principal es 0,0694. Para el Campo del Gráfico 27 su varianza es 0,0002 y la correlación con la curva principal es -0,2721.

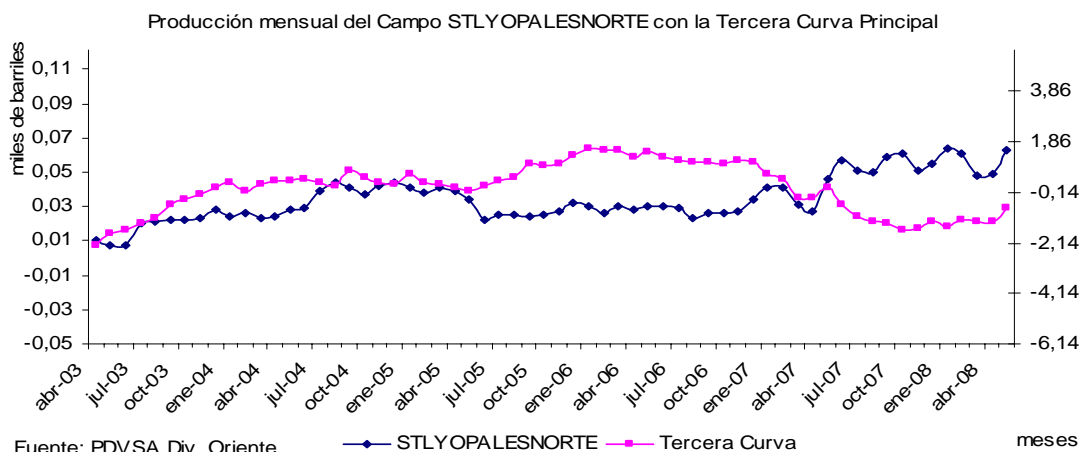


Gráfico 27. Producción mensual del Campo STLYOPALESNORTE con la Tercera Curva Principal

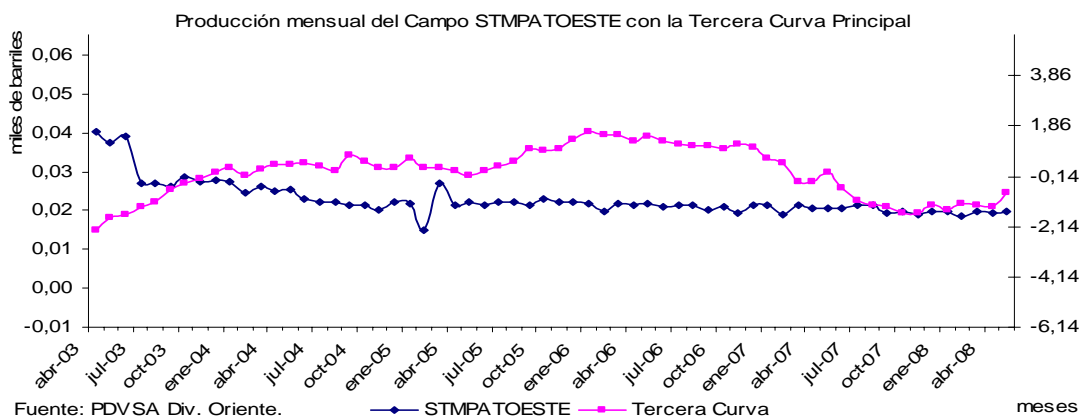


Gráfico 28. Producción mensual del Campo STMPATOESTE con la Tercera Curva Principal

Respecto al Campo del Gráfico 28 su varianza es 0,00002 y la correlación con la curva principal es -0,3433.

Análisis de la Contribución de los meses a la formación de las Curvas Principales

En el Cuadro 4.4 se presenta la contribución de los meses a la formación de las Curvas Principales, se somborean en amarillo los que presentan mayor contribución.



Cuadro 4.4. Para las Contribuciones de los meses a las Curvas Principales.

Contribución de los meses a:

	Primera	Segunda	Tercera	Cuarta	Quinta	Sexta	Séptima	Octava	Novena	Décima	Décima Primera
Meses	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal
abr-03	0,0161	0,0116	0,0508	0,0728	0,0330	0,0004	0,0063	0,0010	0,0089	0,0332	0,0094
may-03	0,0161	0,0177	0,0279	0,0473	0,0308	0,0009	0,0079	0,0001	0,0219	0,0432	0,0170
jun-03	0,0161	0,0152	0,0200	0,0735	0,0336	0,0005	0,0048	0,0001	0,0099	0,0252	0,0209
jul-03	0,0161	0,0186	0,0145	0,0310	0,0237	0,0017	0,0000	0,0024	0,0023	0,0035	0,0000
ago-03	0,0161	0,0252	0,0159	0,0024	0,0217	0,0183	0,0040	0,0007	0,0048	0,0038	0,0073
sep-03	0,0161	0,0277	0,0022	0,0158	0,0160	0,0000	0,0014	0,0041	0,0092	0,0128	0,0308
oct-03	0,0161	0,0278	0,0003	0,0016	0,0366	0,0003	0,0016	0,0145	0,0604	0,0198	0,0061
nov-03	0,0161	0,0285	0,0000	0,0021	0,0255	0,0001	0,0006	0,0023	0,0725	0,0359	0,0089
dic-03	0,0161	0,0254	0,0010	0,0040	0,0175	0,0116	0,0013	0,0060	0,0637	0,0909	0,0342
ene-04	0,0161	0,0290	0,0003	0,0178	0,0121	0,0037	0,0133	0,0077	0,0001	0,0290	0,0596
feb-04	0,0161	0,0292	0,0002	0,0067	0,0199	0,0425	0,0005	0,0232	0,0409	0,0069	0,0002
mar-04	0,0161	0,0371	0,0001	0,0233	0,0108	0,0007	0,0210	0,0233	0,0313	0,0030	0,0010
abr-04	0,0161	0,0352	0,0000	0,0340	0,0014	0,0235	0,0066	0,0163	0,0283	0,0166	0,0188
may-04	0,0161	0,0296	0,0001	0,0570	0,0002	0,0206	0,0002	0,0137	0,0221	0,0025	0,0022
jun-04	0,0161	0,0244	0,0001	0,0464	0,0002	0,0017	0,0008	0,0009	0,0029	0,0090	0,0000
jul-04	0,0161	0,0251	0,0002	0,0401	0,0022	0,0022	0,0049	0,0013	0,0000	0,0131	0,0011
ago-04	0,0161	0,0223	0,0017	0,0361	0,0090	0,0217	0,0063	0,0070	0,0000	0,0089	0,0130
sep-04	0,0161	0,0247	0,0021	0,0246	0,0112	0,0533	0,0111	0,0004	0,0031	0,0005	0,0114
oct-04	0,0161	0,0167	0,0001	0,0257	0,0105	0,0086	0,0001	0,0242	0,0084	0,0185	0,0557
nov-04	0,0161	0,0105	0,0014	0,0423	0,0245	0,0105	0,0320	0,0586	0,0020	0,0281	0,0767
dic-04	0,0161	0,0060	0,0025	0,0339	0,0587	0,0044	0,0520	0,0203	0,0011	0,0092	0,0050
ene-05	0,0161	0,0079	0,0011	0,0001	0,0742	0,0528	0,0016	0,0166	0,0122	0,0066	0,0115
feb-05	0,0161	0,0080	0,0000	0,0106	0,0574	0,0900	0,0001	0,0439	0,0003	0,0002	0,0170
mar-05	0,0162	0,0048	0,0004	0,0029	0,0086	0,0038	0,0643	0,0130	0,0367	0,0211	0,0019
abr-05	0,0161	0,0036	0,0000	0,0276	0,0603	0,0047	0,0500	0,0449	0,0057	0,0000	0,0098
may-05	0,0161	0,0034	0,0000	0,0476	0,0323	0,0070	0,0355	0,0344	0,0002	0,0000	0,0009
jun-05	0,0162	0,0022	0,0003	0,0363	0,0448	0,0008	0,0297	0,0067	0,0057	0,0005	0,0108
jul-05	0,0162	0,0026	0,0010	0,0151	0,0427	0,0037	0,0113	0,0262	0,0019	0,0003	0,0053
ago-05	0,0162	0,0000	0,0037	0,0311	0,0350	0,0684	0,0154	0,0646	0,0301	0,0015	0,0720
sep-05	0,0162	0,0001	0,0187	0,0328	0,0247	0,0080	0,0555	0,0172	0,0021	0,0017	0,0142
oct-05	0,0162	0,0004	0,0139	0,0057	0,0096	0,0018	0,0898	0,0106	0,0049	0,0004	0,0027
nov-05	0,0162	0,0001	0,0155	0,0033	0,0072	0,0001	0,0252	0,0213	0,0359	0,0189	0,0083
dic-05	0,0162	0,0008	0,0338	0,0106	0,0056	0,0377	0,0202	0,0040	0,0014	0,0000	0,0001
ene-06	0,0162	0,0014	0,0413	0,0010	0,0128	0,0282	0,0000	0,0041	0,0004	0,0001	0,0003
feb-06	0,0161	0,0049	0,0536	0,0059	0,0016	0,0630	0,0097	0,0086	0,0004	0,0012	0,0000
mar-06	0,0161	0,0052	0,0495	0,0082	0,0005	0,0081	0,0215	0,0305	0,0023	0,0163	0,0438
abr-06	0,0161	0,0053	0,0381	0,0089	0,0014	0,0050	0,0004	0,0379	0,0093	0,0481	0,0870
may-06	0,0161	0,0094	0,0439	0,0019	0,0230	0,0039	0,0209	0,0053	0,0343	0,0612	0,0115
jun-06	0,0161	0,0129	0,0392	0,0016	0,0289	0,0211	0,0005	0,0295	0,0025	0,0208	0,0098
jul-06	0,0161	0,0139	0,0254	0,0007	0,0212	0,0274	0,0020	0,0035	0,0089	0,0023	0,0077
ago-06	0,0161	0,0143	0,0260	0,0001	0,0206	0,0457	0,0013	0,0623	0,0025	0,0002	0,0033
sep-06	0,0161	0,0098	0,0234	0,0009	0,0136	0,0181	0,0016	0,0413	0,0033	0,0002	0,0040
oct-06	0,0161	0,0143	0,0171	0,0025	0,0096	0,0211	0,0072	0,0693	0,0099	0,0005	0,0008
nov-06	0,0161	0,0142	0,0238	0,0080	0,0083	0,0136	0,0192	0,0036	0,0022	0,0165	0,0000
dic-06	0,0161	0,0141	0,0168	0,0140	0,0104	0,0026	0,0377	0,0003	0,0014	0,0284	0,0038
ene-07	0,0161	0,0127	0,0049	0,0143	0,0057	0,0028	0,0310	0,0005	0,0002	0,0651	0,0178
feb-07	0,0161	0,0163	0,0028	0,0099	0,0146	0,0149	0,0647	0,0104	0,0036	0,0226	0,0236
mar-07	0,0161	0,0185	0,0025	0,0063	0,0008	0,0381	0,0065	0,0327	0,0469	0,0075	0,0031
abr-07	0,0161	0,0175	0,0027	0,0067	0,0000	0,0356	0,0006	0,0002	0,0877	0,0107	0,0009
may-07	0,0161	0,0098	0,0001	0,0210	0,0001	0,0001	0,0357	0,0113	0,0596	0,0578	0,0522
jun-07	0,0161	0,0166	0,0047	0,0001	0,0025	0,0100	0,0110	0,0074	0,0264	0,0054	0,0032
jul-07	0,0161	0,0217	0,0190	0,0010	0,0034	0,0231	0,0004	0,0015	0,0058	0,0000	0,0000
ago-07	0,0161	0,0201	0,0245	0,0000	0,0000	0,0017	0,0014	0,0004	0,0048	0,0003	0,0028
sep-07	0,0161	0,0222	0,0348	0,0001	0,0027	0,0015	0,0014	0,0037	0,0008	0,0026	0,0174
oct-07	0,0161	0,0202	0,0424	0,0001	0,0006	0,0139	0,0128	0,0000	0,0035	0,0003	0,0106
nov-07	0,0161	0,0211	0,0501	0,0000	0,0019	0,0010	0,0016	0,0006	0,0028	0,0187	0,0680
dic-07	0,0161	0,0192	0,0275	0,0014	0,0013	0,0059	0,0017	0,0007	0,0031	0,0218	0,0160
ene-08	0,0161	0,0274	0,0435	0,0064	0,0001	0,0047	0,0003	0,0245	0,0179	0,0655	0,0130
feb-08	0,0161	0,0285	0,0375	0,0083	0,0002	0,0007	0,0010	0,0499	0,0646	0,0119	0,0619
mar-08	0,0161	0,0337	0,0341	0,0014	0,0081	0,0101	0,0001	0,0012	0,0248	0,0180	0,0025
abr-08	0,0161	0,0330	0,0360	0,0024	0,0046	0,0017	0,0140	0,0200	0,0138	0,0001	0,0008
may-08	0,0161	0,0202	0,0049	0,0051	0,0000	0,0703	0,1184	0,0074	0,0252	0,0311	0,0002
Suma	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Amarillo: Contribución máxima.



Cuadro 4.5. Para las Contribuciones de las Curvas Principales a los meses.

Contribución de las Curvas Principales a:

Los Meses Estudiados

C. Principal				abr-03	may-03	jun-03	jul-03	ago-03	sep-03	oct-03	nov-03	dic-03
Primera				0,9976	0,9975	0,9976	0,9978	0,9974	0,9973	0,9972	0,9972	0,9975
Segunda				0,0010	0,0015	0,0013	0,0016	0,0022	0,0024	0,0024	0,0024	0,0022
Tercera				0,0005	0,0003	0,0002	0,0001	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cuarta				0,0006	0,0004	0,0006	0,0003	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
Quinta				0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001	0,0003	0,0002	0,0001
Sexta				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Séptima				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Octava				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Novena				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0001
Décima				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Décima Pr.				0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C. Principal	ene-04	feb-04	mar-04	abr-04	may-04	jun-04	jul-04	ago-04	sep-04	oct-04	nov-04	dic-04
Primera	0,9972	0,9971	0,9964	0,9966	0,9969	0,9975	0,9975	0,9976	0,9974	0,9982	0,9983	0,9986
Segunda	0,0025	0,0025	0,0032	0,0030	0,0025	0,0021	0,0022	0,0019	0,0021	0,0014	0,0009	0,0005
Tercera	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cuarta	0,0001	0,0001	0,0002	0,0003	0,0005	0,0004	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0003	0,0003
Quinta	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0004
Sexta	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
Séptima	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001
Octava	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000
Novena	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima Pr.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C. Principal	ene-05	feb-05	mar-05	abr-05	may-05	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
Primera	0,9986	0,9986	0,9993	0,9989	0,9990	0,9991	0,9993	0,9991	0,9992	0,9995	0,9996	0,9994
Segunda	0,0007	0,0007	0,0004	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Tercera	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,0001	0,0002	0,0003
Cuarta	0,0000	0,0001	0,0000	0,0002	0,0004	0,0003	0,0001	0,0003	0,0003	0,0000	0,0000	0,0001
Quinta	0,0005	0,0004	0,0001	0,0004	0,0002	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0000
Sexta	0,0001	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Séptima	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0001	0,0002	0,0000	0,0000
Octava	0,0000	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Novena	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima Pr.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C. Principal	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06
Primera	0,9993	0,9988	0,9988	0,9989	0,9984	0,9982	0,9983	0,9982	0,9987	0,9983	0,9983	0,9983
Segunda	0,0001	0,0004	0,0005	0,0005	0,0008	0,0011	0,0012	0,0012	0,0008	0,0012	0,0012	0,0012
Tercera	0,0004	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Cuarta	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001
Quinta	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Sexta	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Séptima	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Octava	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
Novena	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima Pr.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C. Principal	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07
Primera	0,9986	0,9982	0,9981	0,9982	0,9988	0,9984	0,9979	0,9980	0,9977	0,9978	0,9976	0,9980
Segunda	0,0011	0,0014	0,0016	0,0015	0,0008	0,0014	0,0019	0,0017	0,0019	0,0017	0,0018	0,0016
Tercera	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005	0,0003
Cuarta	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Quinta	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Sexta	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Séptima	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Octava	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Novena	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Décima Pr.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C. Principal	ene-08	feb-08	mar-08	abr-08	may-08							
Primera	0,9970	0,9969	0,9966	0,9967	0,9978							
Segunda	0,0023	0,0025	0,0029	0,0028	0,0017							
Tercera	0,0004	0,0004	0,0003	0,0004	0,0000							
Cuarta	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000							
Quinta	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000							
Sexta	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001							
Séptima	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002							
Octava	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000							
Novena	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000							
Décima	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000							
Décima Pr.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000							

Amarillo: Contribución máxima.



Cuadro 4.6. Para las Contribuciones de los Campos a las Curvas Principales.

Contribución de los Campos de Producción de Petróleo a:

Campos	Primera	Segunda	Tercera	Cuarta	Quinta	sexta	Séptima	Octava	Novena	Décima	Décima
	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal	Curva Principal
NEFJUSEPIN	0,0466	0,0007	0,0106	0,0005	0,0002	0,0019	0,0000	0,0081	0,0022	0,0000	0,0061
NEFMULATA	0,0308	0,0002	0,0187	0,0215	0,0001	0,0090	0,0116	0,0127	0,0030	0,0005	0,0639
NEFMURI	0,0191	0,0563	0,0167	0,0178	0,0003	0,0033	0,0033	0,0081	0,0057	0,0096	0,0661
NEFELFURRIAL	0,0070	0,0030	0,0180	0,0206	0,2070	0,0086	0,0003	0,0010	0,0159	0,0067	0,0004
NEFAMARILIS	0,0024	0,0019	0,0000	0,0009	0,0013	0,1342	0,1540	0,0028	0,0955	0,0164	0,0116
NEFELCOROZO	0,0030	0,0078	0,0065	0,0263	0,0785	0,0183	0,0342	0,0188	0,1740	0,0011	0,0001
NOOROCUAL	0,0062	0,0740	0,0109	0,0151	0,0177	0,0002	0,0029	0,0005	0,0203	0,0164	0,1270
NOSVICENTE	0,0065	0,0242	0,0099	0,0118	0,0100	0,1010	0,0228	0,0027	0,0269	0,1158	0,0013
NOMANRESA	0,0202	0,0612	0,0087	0,0055	0,0003	0,0002	0,0125	0,0009	0,0038	0,0222	0,0120
NJJUSEPIN	0,0073	0,0028	0,0754	0,0650	0,0049	0,0002	0,0000	0,0423	0,0119	0,0008	0,0214
NJCOTOPERI	0,0299	0,0094	0,0004	0,0005	0,0120	0,0138	0,0493	0,0192	0,0034	0,0006	0,0005
NCMULATA	0,0151	0,0029	0,0314	0,0754	0,0562	0,0050	0,0039	0,0033	0,0037	0,0255	0,0009
NCSTABARBARA	0,0027	0,0232	0,0000	0,0694	0,0650	0,0143	0,0479	0,0039	0,0240	0,0023	0,0022
NCTRAVI	0,0443	0,0001	0,0113	0,0005	0,0013	0,0007	0,0040	0,0038	0,0056	0,0027	0,0055
NCELCARITO	0,0062	0,0098	0,0026	0,0290	0,1277	0,0290	0,0231	0,0453	0,0051	0,0630	0,0001
NPPIRITAL	0,0455	0,0095	0,0044	0,0002	0,0003	0,0002	0,0025	0,0075	0,0004	0,0115	0,0004
NPSTABARBARA	0,0151	0,0121	0,0002	0,0014	0,1537	0,0014	0,0152	0,0211	0,0137	0,0039	0,0003
NPTACATA	0,0480	0,0032	0,0001	0,0006	0,0014	0,0000	0,0062	0,0007	0,0005	0,0031	0,0003
STDDACION	0,0418	0,0149	0,0005	0,0029	0,0076	0,0132	0,0006	0,0170	0,0016	0,0004	0,0057
STDGANSO	0,0152	0,0005	0,0141	0,0010	0,0039	0,1287	0,0003	0,0579	0,0030	0,0459	0,0171
STDLEVAS	0,0370	0,0004	0,0159	0,0247	0,0021	0,0002	0,0115	0,0177	0,0008	0,0003	0,0002
STLBARSO	0,0025	0,0010	0,0134	0,0304	0,0358	0,0034	0,0863	0,0453	0,1996	0,0111	0,0051
STLBUDARE	0,0088	0,0314	0,0831	0,0294	0,0002	0,0039	0,0061	0,0104	0,0048	0,0010	0,0135
STLELIAS	0,0099	0,0573	0,0203	0,0263	0,0009	0,0114	0,0193	0,0001	0,0618	0,0068	0,0021
STLGG 401	0,0220	0,0622	0,0025	0,0055	0,0012	0,0000	0,0067	0,0040	0,0334	0,0016	0,0199
STLGM 2	0,0000	0,0290	0,0974	0,0227	0,0005	0,0002	0,0206	0,0450	0,0080	0,0002	0,0026
STLGUIARACENTRAL	0,0202	0,0360	0,0000	0,0042	0,0024	0,0007	0,0272	0,0179	0,0016	0,1407	0,0366
STLGUIARAOESTE	0,0248	0,0001	0,0101	0,0241	0,0058	0,0123	0,0002	0,0003	0,0251	0,1027	0,0688
STLLASMERCEDES	0,0218	0,0222	0,0030	0,0007	0,0020	0,0162	0,0317	0,0114	0,0218	0,0418	0,0168
STLOFICINACENTRAL	0,0231	0,0045	0,0165	0,0289	0,0008	0,0434	0,0019	0,0467	0,0010	0,0053	0,0334
STLOSTRA	0,0148	0,0025	0,0400	0,0046	0,0356	0,0083	0,0243	0,0677	0,0109	0,0382	0,0226
STLSOCORORO	0,0184	0,0048	0,0277	0,0076	0,0045	0,0844	0,0019	0,0025	0,0721	0,0047	0,0004
STLYOPALESCENTRAL	0,0435	0,0002	0,0007	0,0011	0,0066	0,0167	0,0063	0,0008	0,0173	0,0062	0,0004
STLYOPALESNORTE	0,0212	0,0188	0,0676	0,0025	0,0013	0,0006	0,0030	0,0144	0,0048	0,0003	0,0123
STLZUATAPRINCIPAL	0,0123	0,0559	0,0341	0,0186	0,0006	0,0001	0,0186	0,0243	0,0003	0,0001	0,0094
STMACEMACASMA	0,0360	0,0090	0,0023	0,0166	0,0028	0,0000	0,0476	0,0130	0,0064	0,0019	0,0034
STMLASPIEDRITAS	0,0076	0,0069	0,1055	0,0008	0,0065	0,0086	0,0046	0,0083	0,0166	0,0128	0,0290
STMORITUPANONORTE	0,0013	0,0295	0,0088	0,0111	0,0501	0,0102	0,0120	0,1420	0,0000	0,0295	0,1602
STMPATOESTE	0,0252	0,0080	0,0432	0,0214	0,0006	0,0000	0,0097	0,0082	0,0269	0,0025	0,0000
STPBARE	0,0213	0,0125	0,0128	0,0066	0,0001	0,0106	0,0521	0,1097	0,0025	0,0359	0,0182
STPCARINA	0,0097	0,0018	0,0056	0,0464	0,0320	0,1089	0,0363	0,0146	0,0157	0,0080	0,0132
STPDOBOKUBI	0,0399	0,0189	0,0022	0,0114	0,0000	0,0101	0,0018	0,0029	0,0007	0,0061	0,0049
STPLEJOS	0,0045	0,0241	0,0203	0,0927	0,0056	0,0094	0,0015	0,0556	0,0166	0,0048	0,0002
STPMELONES	0,0388	0,0237	0,0038	0,0010	0,0042	0,0089	0,0018	0,0005	0,0002	0,0187	0,0155
STPMELONESCENRAL	0,0093	0,0101	0,0683	0,0506	0,0014	0,0018	0,0503	0,0053	0,0002	0,0019	0,0323
DIST. STPMEREY	0,0351	0,0133	0,0095	0,0200	0,0047	0,0024	0,0014	0,0045	0,0007	0,0156	0,0312
STPMIGA	0,0107	0,0504	0,0008	0,0065	0,0333	0,0699	0,0002	0,0186	0,0081	0,0025	0,0519
STPOLEOS	0,0166	0,0242	0,0110	0,0172	0,0041	0,0313	0,0745	0,0083	0,0030	0,0028	0,0319
STPOSTRA	0,0086	0,0656	0,0030	0,0691	0,0003	0,0206	0,0004	0,0001	0,0115	0,0137	0,0014
STPOVEJA	0,0323	0,0276	0,0001	0,0112	0,0045	0,0117	0,0081	0,0021	0,0067	0,0386	0,0011
STPYOPALESSUR	0,0098	0,0304	0,0300	0,0200	0,0001	0,0105	0,0374	0,0201	0,0005	0,0952	0,0187

Amarillo: Valores máximos.

1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000 1,0000



Cuadro 4.7. Para las Contribuciones de las Curvas Principales a los Campos de Producción.

Contribución de las Curvas Principales a los:
Campos de Producción de Petróleo.

C. Principal	NEFUISEPIN	NEFMULATA	NEFMURI	NEFELFURRIAL	NEFAMARIUS	NEFELCOROZO	NOOROJUAL	NOSVICENTE	NOMANRESA
Primera	0,9155	0,6645	0,3868	0,1414	0,0608	0,0712	0,1356	0,1550	0,4455
Segunda	0,0043	0,0014	0,3444	0,0182	0,0142	0,0565	0,4900	0,1751	0,4089
Tercera	0,0523	0,1015	0,0852	0,0917	0,0000	0,0394	0,0605	0,0598	0,0484
Cuarta	0,0018	0,0955	0,0741	0,0856	0,0044	0,1295	0,0681	0,0582	0,0251
Quinta	0,0006	0,0002	0,0009	0,6129	0,0049	0,2753	0,0568	0,0351	0,0011
Sexta	0,0043	0,0219	0,0075	0,0196	0,3782	0,0493	0,0005	0,2721	0,0006
Séptima	0,0000	0,0223	0,0059	0,0006	0,3410	0,0724	0,0057	0,0483	0,0244
Octava	0,0125	0,0216	0,0129	0,0016	0,0056	0,0355	0,0008	0,0051	0,0016
Novena	0,0028	0,0041	0,0075	0,0208	0,1549	0,2694	0,0288	0,0417	0,0054
Décima	0,0000	0,0006	0,0104	0,0072	0,0219	0,0014	0,0192	0,1481	0,0262
Décima Pr.	0,0058	0,0665	0,0644	0,0003	0,0140	0,0001	0,1340	0,0015	0,0128
C. Principal	NIJUSEPIN	NIJOTOFERI	NCMULATA	NCSTABARBARA	NCTRAVI	NCELCARITO	NPPRITAL	NPSTABARBARA	NPTACATA
Primera	0,1576	0,7048	0,2987	0,0648	0,9044	0,1321	0,8910	0,3278	0,9571
Segunda	0,0180	0,0667	0,0171	0,1690	0,0007	0,0627	0,0564	0,0798	0,0194
Tercera	0,4091	0,0026	0,1571	0,0002	0,0584	0,0137	0,0217	0,0013	0,0007
Cuarta	0,2877	0,0024	0,3077	0,3443	0,0020	0,1267	0,0007	0,0064	0,0024
Quinta	0,0155	0,0415	0,1636	0,2302	0,0038	0,3977	0,0008	0,4913	0,0041
Sexta	0,0004	0,0367	0,0111	0,0388	0,0017	0,0692	0,0004	0,0035	0,0001
Séptima	0,0000	0,1028	0,0069	0,1023	0,0073	0,0433	0,0044	0,0293	0,0109
Octava	0,0719	0,0358	0,0052	0,0075	0,0061	0,0760	0,0116	0,0363	0,0010
Novena	0,0166	0,0053	0,0048	0,0375	0,0074	0,0070	0,0006	0,0194	0,0007
Décima	0,0009	0,0008	0,0270	0,0029	0,0029	0,0714	0,0120	0,0045	0,0033
Décima Pr.	0,0222	0,0005	0,0008	0,0026	0,0054	0,0001	0,0004	0,0003	0,0003
C. Principal	STDDACION	STDGANSO	STOLEVAS	STLBARSO	STLBDARE	STLEJAS	STLGG 401	STLGM 2	STLGIARCENTRAL
Primera	0,8124	0,3600	0,7540	0,0570	0,1828	0,2184	0,4688	0,0007	0,4434
Segunda	0,0878	0,0034	0,0025	0,0074	0,1974	0,3819	0,4017	0,1984	0,2388
Tercera	0,0025	0,0841	0,0818	0,0782	0,4352	0,1128	0,0136	0,5560	0,0000
Cuarta	0,0115	0,0051	0,1038	0,1455	0,1256	0,1195	0,0243	0,1059	0,0189
Quinta	0,0218	0,0135	0,0064	0,1221	0,0006	0,0028	0,0037	0,0018	0,0076
Sexta	0,0289	0,3429	0,0005	0,0089	0,0092	0,0282	0,0001	0,0005	0,0018
Séptima	0,0011	0,0007	0,0207	0,1775	0,0111	0,0376	0,0126	0,0412	0,0528
Octava	0,0262	0,1083	0,0285	0,0833	0,0171	0,0002	0,0067	0,0806	0,0310
Novena	0,0020	0,0047	0,0011	0,3007	0,0064	0,0883	0,0463	0,0118	0,0023
Décima	0,0005	0,0580	0,0003	0,0137	0,0012	0,0080	0,0019	0,0003	0,1648
Décima Pr.	0,0053	0,0194	0,0002	0,0057	0,0135	0,0023	0,0205	0,0029	0,0386
C. Principal	STLGIARDESTE	STLASMERCEDES	STLOFINCENTRAL	STLOSTRA	STLSOCORORO	STLYOPALESCENTRAL	STLYOPALESNORTE	STLZIATARPINCIPAL	STMACEMCASMA
Primera	0,5509	0,5495	0,5094	0,3353	0,4193	0,8892	0,4511	0,2691	0,7335
Segunda	0,0007	0,1689	0,0297	0,0175	0,0331	0,0013	0,1211	0,3693	0,0558
Tercera	0,0565	0,0191	0,0915	0,2290	0,1591	0,0036	0,3622	0,1875	0,0118
Cuarta	0,1100	0,0036	0,1308	0,0214	0,0355	0,0047	0,0109	0,0837	0,0697
Quinta	0,0188	0,0074	0,0024	0,1184	0,0151	0,0199	0,0040	0,0019	0,0083
Sexta	0,0306	0,0458	0,1078	0,0211	0,2169	0,0384	0,0014	0,0002	0,0000
Séptima	0,0005	0,0707	0,0037	0,0487	0,0038	0,0114	0,0056	0,0360	0,0859
Octava	0,0004	0,0227	0,0814	0,1215	0,0045	0,0014	0,0242	0,0419	0,0210
Novena	0,0362	0,0356	0,0015	0,0161	0,1066	0,0229	0,0066	0,0004	0,0085
Décima	0,1218	0,0562	0,0062	0,0463	0,0057	0,0067	0,0004	0,0002	0,0021
Décima Pr.	0,0735	0,0204	0,0355	0,0247	0,0004	0,0004	0,0126	0,0099	0,0034
C. Principal	STMLASPIEDRITAS	STMORITUPANONORTE	STMPATOESTE	STPBARE	STPCARINA	STPDOROKUBI	STPLEJOS	STPMELONES	STPMELONESCENTRAL
Primera	0,1791	0,0286	0,5434	0,4517	0,2178	0,7877	0,1020	0,7653	0,1978
Segunda	0,0489	0,1994	0,0520	0,0802	0,0123	0,1131	0,1667	0,1412	0,0651
Tercera	0,6237	0,0494	0,2349	0,0687	0,0317	0,0110	0,1173	0,0189	0,3669
Cuarta	0,0040	0,0508	0,0948	0,0289	0,2138	0,0462	0,4366	0,0041	0,2221
Quinta	0,0225	0,1643	0,0019	0,0004	0,1053	0,0000	0,0188	0,0121	0,0044
Sexta	0,0228	0,0257	0,0000	0,0255	0,2748	0,0224	0,0243	0,0198	0,0042
Séptima	0,0095	0,0237	0,0186	0,0978	0,0719	0,0031	0,0030	0,0032	0,0950
Octava	0,0155	0,2507	0,0140	0,1841	0,0258	0,0044	0,1006	0,0008	0,0088
Novena	0,0252	0,0001	0,0376	0,0035	0,0228	0,0009	0,0246	0,0003	0,0002
Décima	0,0160	0,0352	0,0029	0,0407	0,0096	0,0065	0,0059	0,0198	0,0021
Décima Pr.	0,0328	0,1723	0,0000	0,0186	0,0143	0,0047	0,0002	0,0147	0,0332
C. Principal	STPMEREY	STPMIGA	STPOLEOS	STPOSTRA	STPOVEJA	STPYOPALESSUR			
Primera	0,7095	0,2383	0,3819	0,1813	0,6675	0,2285			
Segunda	0,0816	0,3391	0,1682	0,4188	0,1725	0,2149			
Tercera	0,0482	0,0046	0,0640	0,0160	0,0005	0,1767			
Cuarta	0,0833	0,0300	0,0811	0,3004	0,0476	0,0964			
Quinta	0,0141	0,1090	0,0138	0,0010	0,0137	0,0002			
Sexta	0,0054	0,1755	0,0811	0,0490	0,0272	0,0277			
Séptima	0,0026	0,0004	0,1515	0,0008	0,0149	0,0775			
Octava	0,0072	0,0327	0,0152	0,0002	0,0035	0,0372			
Novena	0,0010	0,0117	0,0045	0,0157	0,0089	0,0008			
Décima	0,0169	0,0030	0,0034	0,0155	0,0427	0,1190			
Décima Pr.	0,0304	0,0557	0,0354	0,0014	0,0011	0,0211			

Amarillo: Contribución máxima.



Las curvas obtenidas, en líneas generales, permiten señalar que el comportamiento de la producción presenta alta volatilidad, particularmente se han podido registrar altibajos que no han sido programados por la Industria. En razón de lo anterior se propone estimar la máxima pérdida probable diaria. La información que se ha manejado corresponde a datos mensuales. Sin embargo, se muestra el modelo de pérdida agregadas con datos generados diariamente para un mes específico, con el objeto de resaltar la factibilidad de su aplicación para el control de riesgos.



5.1.2. Análisis del Valor Volumétrico de Riesgo de Disminución de la Producción de Petróleo en Promedio día basado en Modelo Actuarial de Pérdidas Agregadas

5.1.2.1. Modelo de Pérdidas Agregadas.

En la construcción del modelo de pérdidas agregadas según Klugman, Stuart. (1998), se consideraron dos conceptos fundamentales, la ocurrencia de eventos aleatorios no programados y la severidad intrínseca de cada uno de ellos. Tales definiciones tienen asociadas variables aleatorias cuyo comportamiento debe modelarse. A estos efectos, se presentan a continuación los resultados correspondientes al Modelo de Ocurrencia de Eventos y al Modelo de Severidad.

5.1.2.2. Modelo de Ocurrencias de Eventos No Programados.

Se ajusta en primer término el modelo de Poisson descrito por Daykin, C. (1994) que identifica la distribución de probabilidades de la ocurrencia de eventos no programados que diariamente afectan la producción de petróleo, cuya acepción técnica es diferimiento de la producción en los campos de la división oriente PDVSA.

Resultados del ajuste del Modelo de Poisson:

- Se estima que la Tasa media de ocurrencias de eventos no programados es de $\hat{\lambda} = 26$ eventos por día.
- Se estima que la máxima ocurrencia probable diaria es 32 eventos–Gráfico 30-, que corresponde a un percentil de rango 89.54 en la distribución ajustada. Es decir $\text{Prob}(K < 32) = 0.8954$.

Cuadro 4.8

Prueba de la Distribución de la Variable "k" Ocurrencia de Eventos que causan el Diferimiento de la Producción de Petróleo División Oriente

Método Bondad de Ajuste

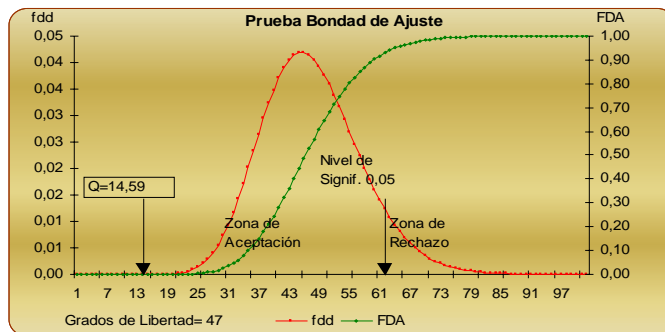
Distribución de Probabilidad	Parámetro Lamda	Inv. Chi-2 con 47 gdl*	Estadístico Cál. Q	Conclusión**
Poisson	26,0101361	64,001127	14,59	No rechazo de Ho

$gdl=49-1-1=47$

* Con un Nivel de Significación del 0,05.

** Ho: La Función Teórica se ajusta a la Función Empírica.

Conclusión: No hay elementos suficientes para rechazar Ho.



Fuente: Microsoft Excel.

Gráfico 29. Prueba Bondad de Ajuste, Modelo Ocurrencia.

Como conclusión de esta sección, para el Modelo de Ocurrencia de Eventos, se acepta el modelo Probabilístico de Poisson con parámetro $\lambda = 26$. A continuación se muestra la distribución observada de la variable en consideración (Gráfico 30 y Cuadro 4.9).

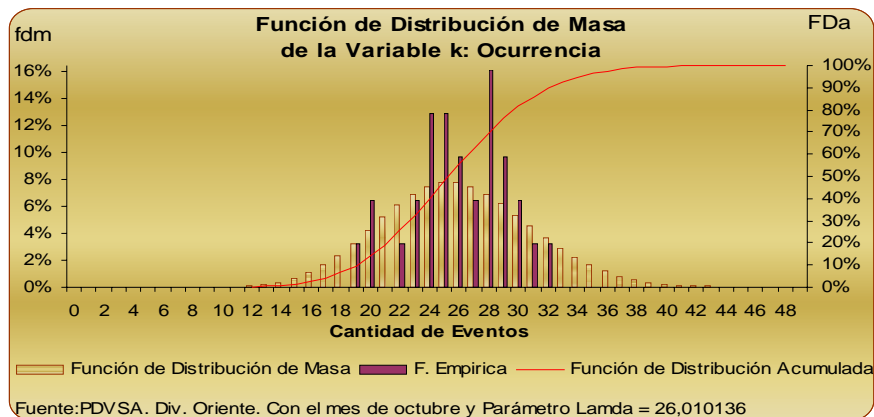


Gráfico 30. Función de Distribución de Masa de la Variable k: Ocurrencia

Cuadro 4.9.

Tabla de Distribución de la Variable "k" Ocurrencia de Eventos que causan el Diferimiento de la Producción de Petróleo División Oriente

N° de clases	CANTIDAD DE EVENTOS	Función Teórica de Poisson		
		Observaciones	Frecuencia Relativa Empírica	fdd % Teórica
37				26.01013615
	POR DIA	Empíricas	Teórica	Teórica
0	0	0%	0,00%	0,00%
1	0	0%	0,00%	0,00%
2	0	0%	0,00%	0,00%
3	0	0%	0,00%	0,00%
4	0	0%	0,00%	0,00%
5	0	0%	0,00%	0,00%
6	0	0%	0,00%	0,00%
7	0	0%	0,00%	0,00%
8	0	0%	0,00%	0,00%
9	0	0%	0,01%	0,01%
10	0	0%	0,02%	0,03%
11	0	0%	0,05%	0,08%
12	0	0%	0,10%	0,18%
13	0	0%	0,20%	0,38%
14	0	0%	0,38%	0,76%
15	0	0%	0,65%	1,41%
16	0	0%	1,06%	2,47%
17	0	0%	1,62%	4,09%
18	0	0%	2,35%	6,44%
19	1	3%	3,21%	9,65%
20	2	6%	4,18%	13,82%
21	0	0%	5,17%	19,00%
22	1	3%	6,11%	25,11%
23	2	6%	6,91%	32,02%
24	4	13%	7,49%	39,52%
25	4	13%	7,80%	47,31%
26	3	10%	7,80%	55,11%
27	2	6%	7,51%	62,62%
28	5	16%	6,98%	69,60%
29	3	10%	6,26%	75,86%
30	2	6%	5,43%	81,29%
31	1	3%	4,55%	85,84%
32	1	3%	3,70%	89,54%
33	0	0%	2,92%	92,46%
34	0	0%	2,23%	94,69%
35	0	0%	1,66%	96,35%
36	0	0%	1,20%	97,55%
37	0	0%	0,84%	98,39%
38	0	0%	0,58%	98,97%
39	0	0%	0,38%	99,35%
40	0	0%	0,25%	99,60%
41	0	0%	0,16%	99,76%
42	0	0%	0,10%	99,86%
43	0	0%	0,06%	99,92%
44	0	0%	0,04%	99,95%
45	0	0%	0,02%	99,97%
46	0	0%	0,01%	99,99%
47	0	0%	0,01%	99,99%
48	0	0%	0,00%	100,00%
TOTAL	31			



5.1.2.3. Modelo de Severidad de los Eventos.

El ajuste del modelo probabilístico Gamma descrito por Daykin, C. (1994), para identificar la severidad de cada evento, no resulto adecuado a la distribución empírica de pérdidas agregadas. Esta situación comportó la necesidad de realizar sucesivas pruebas para ensayar otros modelos probabilísticos que tomaron en cuenta el enfoque de Scott, D. (1992), basados en el método de valores extremos, formulado inicialmente por Parkinson, M. (1980).

El proceso de ensayo y error para la selección del modelo, concluyó finalmente en considerar dos distribuciones: Gamma dos Parámetros y Gamma Transformada de tres Parámetros, según Hogg, R. (1984). El procedimiento de estimación final fue aplicado de acuerdo a como se describe seguidamente:

Modelo Probabilístico de Severidad: Se asume que:

1.- Entre los rangos percentilares: (0 a 99,47) y (99,9904 al 100), la severidad sigue la distribución Gamma dos parámetros que se describe a continuación:

$$X_i \rightarrow \Gamma(\alpha; \beta);$$

$$con_i = 1, 2, \dots, N$$

$$con_ \hat{\alpha} = 1,02870709$$

$$con_ \hat{\beta} = 1,21132587$$

$$Dist.Gamma_ \Gamma(\alpha; \beta) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x\beta}$$

2.- En el rango percentilar: (99,48 a 99,9903) la severidad sigue la distribución Gamma Transformada tres parámetros que se describe a continuación:

$$X_i \rightarrow \Gamma(\alpha; u; \tau);$$

$$con_i = 1, 2, \dots, N$$

$$con_u = (x\beta)^\tau$$

$$con_ \hat{\alpha} = 0,61411794$$

$$con_ \hat{\beta} = 1,17323884$$

$$con_ \hat{\tau} = 0,1948071$$

$$Dist.Gamma_ \Gamma(\alpha; u; \tau) = \frac{\tau \cdot u^\alpha}{x\Gamma(\alpha)} e^{-u}$$



A continuación se muestran los resultados de las pruebas de bondad de ajuste para las distintas distribuciones utilizadas. Como puede observarse en el gráfico 31 y Cuadro 4.10., solamente la combinación de las distribuciones Gamma dos parámetros y Gamma Transformada tres parámetros resultó adecuada para modelar la distribución empírica de pérdidas.

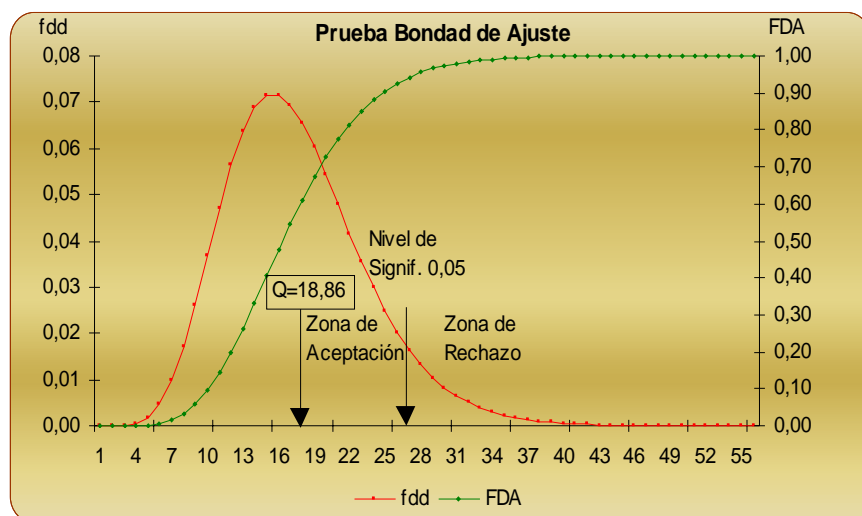


Gráfico 31. Prueba Bondad de Ajuste, Modelo de Severidad por cada Evento.

Se incorpora cuadro con los modelos estudiados: los rechazados y el aceptado.

Cuadro 4.10.

**Prueba de la Distribución de la Variable "X" Severidad de cada Eventos
que causan el Diferimiento de la
Producción de Petróleo División Oriente**

Método Bondad de Ajuste

Distribución de Probabilidad	Parámetros Estimados	Inv. Chi-2 con gdl*	Estadístico Cál. Q	Conclusión
Gamma	2	31,41042038	82,01	Rechazar Ho
Gamma Traslada	3	30,14350506	79,79	Rechazar Ho
Pareto	2	31,41042038	104,42	Rechazar Ho
Gamma Transformada	3	30,14350506	946,98	Rechazar Ho
Gamma y Gamma Tran.**	5	27,58710028	18,86***	No rechazar Ho***

* Para dos parámetros: $gdl=23-2-1=20$

* Para tres parámetros: $gdl=23-3-1=19$

* Para cinco parámetros: $gdl=23-5-1=17$

* Con un Nivel de Significación del 0,05.

** La Teoría de Valores Extremos.

*** Ho: La Función Teórica se ajusta a la Función Empírica.

H1: La Función Teórica no se ajusta a la Función Empírica

Conclusión: No hay elementos suficientes para rechazar Ho.



En conclusión, para el Modelo de Severidad de Eventos se acepta el modelo Probabilístico que se muestra gráficamente a continuación.

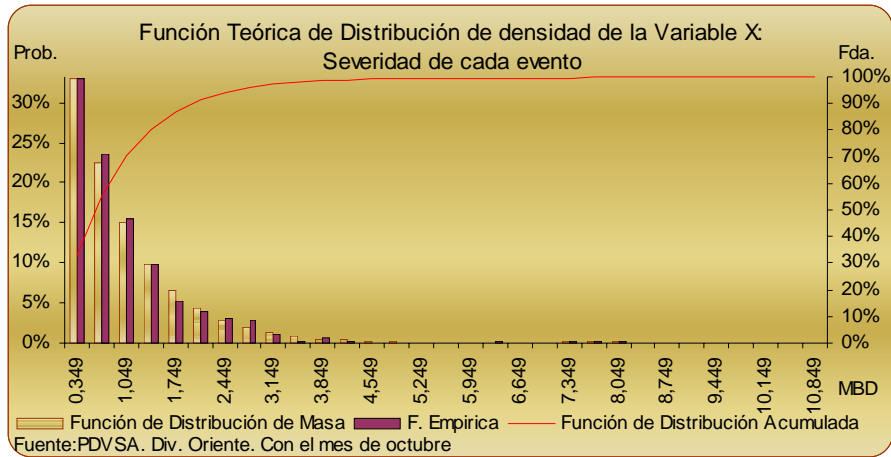


Gráfico 32. Función Teórica de Distribución de densidad de la Variable X: Severidad de cada evento

Cuadro 4.11.

Tabla de Distribución de la Variable "X" Severidad de Eventos que causan el Diferimiento de la Producción de Petróleo División Oriente

Función Teórica de Gamma 2 Parámetro y Gamma Transfd 3 P.

N° de clases		Rango			
23		intervalo clase		7,934	
				0,349	
Lim. Inf. (MBD)	Lim. Sup. (MBD)	frec	fdd %	fda %	
0,000	0,349	267	32,96%	32,96%	
0,350	0,699	183	22,56%	55,52%	
0,700	1,049	121	14,99%	70,51%	
1,050	1,399	80	9,91%	80,42%	
1,400	1,749	53	6,53%	86,96%	
1,750	2,099	35	4,30%	91,26%	
2,100	2,449	23	2,83%	94,08%	
2,450	2,799	15	1,86%	95,94%	
2,800	3,149	10	1,22%	97,16%	
3,150	3,499	6	0,80%	97,96%	
3,500	3,849	4	0,53%	98,49%	
3,850	4,199	3	0,35%	98,84%	
4,200	4,549	2	0,23%	99,06%	
4,550	4,899	1	0,15%	99,21%	
4,900	5,249	1	0,10%	99,31%	
5,250	5,599	1	0,06%	99,37%	
5,600	5,949	0	0,04%	99,41%	
5,950	6,299	0	0,03%	99,44%	
6,300	6,649	0	0,02%	99,46%	
6,650	6,999	0	0,01%	99,47%	
7,000	7,349	1	0,18%	99,65%	
7,350	7,699	1	0,17%	99,83%	
7,700	8,049	1	0,17%	99,99%	
8,050	8,399	0	0,00%	100,00%	

Total 809



La implementación de los modelos en consideración arrojó las siguientes estimaciones:

- La Tasa media de severidad de cada evento no programado es de 0,881mbd por evento, se ve calculando el promedio en la tabla anterior -Cuadro 4.11-.
- La máxima severidad probable por evento es de 8,049MBd, con un nivel de confianza del 99,99%. - Cuadro 4.11-.

5.1.2.4. Modelo Probabilístico de Pérdidas Agregadas.

Basándose en los resultados de los modelos de Ocurrencia y del Modelo de Severidad, se procede a modelar la distribución de la variable aleatoria que define las pérdidas agregadas, la cual se denota mediante “S”, y que es sinónimo de lo que se conoce como cumulante, del modelo de Pérdidas agregadas. A estos efectos se diseñó un proceso de simulación basado en el método “Monte Carlo”, siguiendo lo establecido en Boyle, P. (1977), con 1.000 Iteraciones, obteniendo finalmente la distribución de pérdidas agregadas (Gráfico 33, Cuadro 4.12 y Cuadro 4.13).

Calcular S1. Buscar un valor aleatorio entre 0 y 1, con ese número resolver la inversa de la Poisson, nos da el valor de la cantidad k de ocurrencias. Luego, encontrar k valores aleatorios y obtener k valores de acuerdo a los percentilares y la función mixta Gamma y Gamma Transformada; lo cual se encuentran las X_1, \dots, X_k . Al sumarse todas las X se calcula el primer S1. De esta misma forma se realizan 1.000 Iteraciones.

La implementación del modelo de simulaciones arrojó las siguientes estimaciones:

- Valor esperado de las pérdidas agregadas: 19,97MBd. Ver Gráfico 33.
- Con una máxima probable pérdida agregada de 43,32MBd, con un nivel de confianza del 99,99%. (Valor en Riesgo). Ver cuadro 4.12.

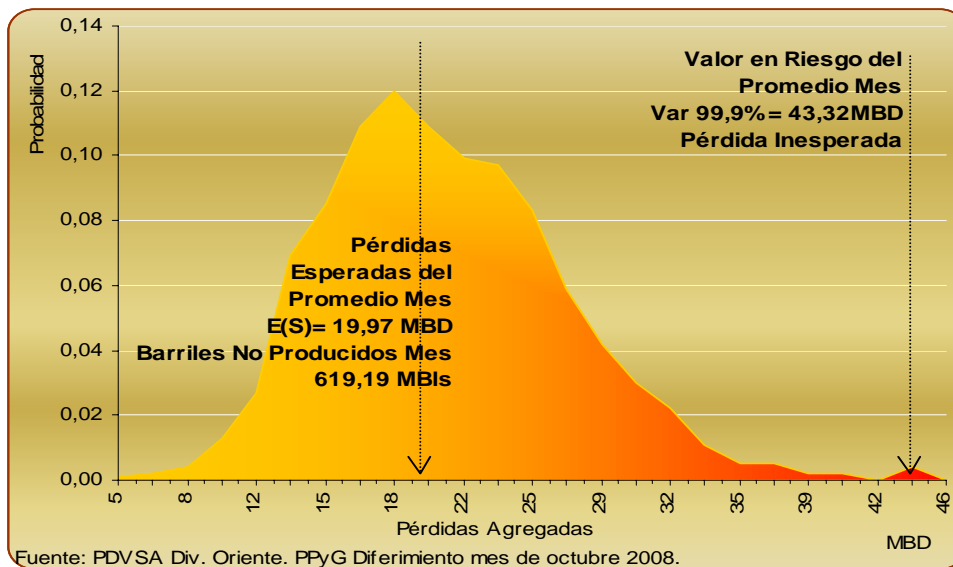


Gráfico 33. Modelo de Pérdidas Agregadas Simulando por “Monte Carlo”, con el mes de octubre 2008

Cuadro 4.12.

Tabla de Distribución de la Variable "S" Pérdida Agregada de la Producción de Petróleo División Oriente en un Día

Intervalos de Sturgets		Rango		39,89	
N° de clases		23		intervalo clase	
1,70					
Limite Inf. (MBD)	Limite Sup. (MBD)	frec	fdd %	fda	
3,02	4,72	1	0,1%	0,1%	
4,72	6,42	2	0,2%	0,3%	
6,42	8,12	4	0,4%	0,7%	
8,12	9,82	13	1,3%	2,0%	
9,82	11,52	27	2,7%	4,7%	
11,52	13,22	69	6,9%	11,6%	
13,22	14,92	85	8,5%	20,1%	
14,92	16,62	109	10,9%	31,0%	
16,62	18,32	120	12,0%	43,0%	
18,32	20,02	109	10,9%	53,9%	
20,02	21,72	99	9,9%	63,8%	
21,72	23,42	97	9,7%	73,5%	
23,42	25,12	83	8,3%	81,8%	
25,12	26,82	59	5,9%	87,7%	
26,82	28,52	42	4,2%	91,9%	
28,52	30,22	30	3,0%	94,9%	
30,22	31,92	22	2,2%	97,1%	
31,92	33,62	11	1,1%	98,2%	
33,62	35,32	5	0,5%	98,7%	
35,32	37,02	5	0,5%	99,2%	
37,02	38,72	2	0,2%	99,4%	
38,72	40,42	2	0,2%	99,6%	
40,42	42,12	0	0,0%	99,6%	
42,12	43,82	4	0,4%	100,0%	
43,82	45,52	0	0,0%	100,0%	
Total		1.000			

A continuación se expresan un conjunto de interrogantes que se plantean en la Industria Petrolera asociados con el tema del diferimiento de la producción, que pueden responderse a partir de la modelación:



Cuadro 4.13. Explicativo de los beneficios de “Modelo de Pérdidas Agregadas”

Incógnitas Surgidas	Planteamiento	Respuesta
¿En qué momento y cuál sería el monto del Diferimiento de la producción de Petróleo en mbd?	Se espera que disminuya para el mes de noviembre	El Valor esperado estaría entre el percentil 43,1% y el 53,9%, lo cual representa entre 18,32MBd y 20,2MBd
¿Qué alertas suministra?	La banda de Tolerancia al 1% de nivel de significación para el mes de noviembre próximo	La banda está entre el percentil 0,8% y 99,6%, lo cual representa una variabilidad entre 8,12MBd y 43,82MBd, siendo el mayor diferencial probable 35,5MBd.
¿Cuál podría ser la magnitud cuya pérdida se evitaría?	Si se realiza un esfuerzo del 10% para mitigación se esperaría disminuir para noviembre el valor esperado	El Valor esperado es menor a 16,62MBd. Evitando perder más de 1,7MBd
¿Cuál es el nivel del Valor a Riesgo?	Si no se toman medidas correctivas puede llegarse a la máxima pérdida esperada (VAR, <i>Value At Risk</i>)	La máxima pérdida probable es el límite superior del percentil 99,9% = 43,82MBd

Fuente: Christopherd Alaña, Carlos Yépez. Nov. 2008 Div. Ori. PDVSA.

5.1.2.5. Utilización de Resultados.

La valuación de la disminución de la Producción del Petróleo por causas no programadas, está estrechamente asociada con la cuantificación del riesgo, concretamente con el denominado Riesgo Operacional Jorion, P. (2007). Los resultados de la valuación, pueden emplearse para:

- Alertar a la Gerencia General sobre eventuales cambios indicados en la máxima pérdida probable.
- Justificar de manera objetiva, la necesidad de asignar recursos para desarrollar mecanismos que permitan mantener reservas de petróleo con el objeto de afrontar adecuadamente las disminuciones inesperadas.
- Evaluar el desempeño de la producción con respecto a lo Estimado.



5.2. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y posteriormente las recomendaciones más importantes del presente trabajo.

5.2.1.- Conclusiones

1. El análisis de las Curvas Principales permitió una agrupación de los campos de acuerdo al patrón que ellos observan en el volumen de la producción desde abril 2003 hasta mayo 2008.

La primera curva principal en torno a la cual se agrupan los campos Jusepín, Travi, Pirital, Tacata, Dación, Levas, Yopales Central, Macemacasma, Dobokubi, Melones, Merey y Oveja. Describen una tendencia marcada al incremento en el volumen de producción desde mayo 2003 hasta julio 2006. Desde julio 2006 hasta abril 2008 se observa una tendencia a la estabilidad en la producción. Sin embargo, en este último lapso se observan oscilaciones en el volumen de la producción respecto del nivel alcanzado, que requieren su explicación. Más interesante aún resulta el hecho de que los campos que en líneas generales siguen el patrón de la primera curva principal, tienden a presentar fluctuaciones en la producción cuyo comportamiento, debe explicarse por disminuciones no programadas. En efecto, a manera de ilustración el comportamiento de la producción de NEF-JUSEPIN, queda en líneas generales descrito por la primera curva principal. En el período abril 2003 a julio 2005 presentó niveles bajos de producción y en el período julio 2005 a julio 2006 obtuvo un incremento considerable, estabilizándose desde julio 2006 hasta abril 2008.

2. El modelo de ocurrencia distribuido como Poisson arroja como tasa media de ocurrencia en el período bajo estudio de 26 eventos esperados diarios y un



máximo de ocurrencia probable de 32 eventos inesperados diarios con un nivel de confianza del 89,54%.

3. El Modelo de Severidad de los eventos arroja como Función Probabilística a la Gamma dos Parámetros: alfa igual 1,02870709., beta igual 1,21132587 en el rango percentilar (0 a 99,47) y la Función Probabilística Gamma Transformada tres parámetros: alfa1 igual 0,61411794., beta1 igual 1,17323884., tao igual 0,1948071 en el rango percentilar (99,48 a 99,9903) en el restante tiende a cero tal como la primera función. Lo que significa una tasa media de disminución por cada evento de 0,881 MBd y una máxima disminución probable por evento de 8,049 MBd, con un nivel de confianza del 99,99%.
4. El modelo de pérdidas agregadas arroja el Valor a Riesgo para la máxima disminución probable un volumen de 43,32 MBd con un nivel de confianza del 99,99%.

5.2.2.- Recomendaciones.

Esta investigación constituye sólo un ensayo para que sirva de referencia en el desarrollo de la Gerencia de Economía y Riesgo, en el marco del cálculo integral de riesgo. Específicamente el cálculo volumétrico del Riesgo Operacional de acuerdo a los estatutos internacionales sobre la materia, en el Comité de Basilea II (1995), según *Basle Committee on Banking Supervision*. (1995).

A continuación se mencionan algunos elementos que podrían ser útiles, y seguirían esencialmente los mismos procedimientos utilizados en esta investigación:

1. El Análisis de Curvas Principales a seguir utilizándose para obtener “mapeos de riesgo” de los cambios en el volumen de la producción.



2. Con respecto al Modelo de Pérdidas Agregadas, debería desarrollarse para un horizonte de tiempo mayor. Con respecto al modelo probabilístico de ocurrencia de eventos, deberá contemplarse la estacionalidad de la variable “ocurrencia”.
3. Estos procedimientos podrían replicarse en nuestro país en las restantes Divisiones de la Industria, la Petroquímica y la Industria del Gas.



5.3.- APENDICE

5.3.1.- Glosarios, Definiciones

Aguas abajo: este término denota las actividades de refinación, suministro y mercadeo en la industria petrolera.

Aguas arriba: este término denota las actividades de exploración y producción en la industria petrolera.

Almacenamiento: instalación que cuenta con uno o varios depósitos con la finalidad de acopiar los combustibles líquidos y gaseosos.

API: Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas. El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera. Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".

Área petrolífera: Zona donde se explotan hidrocarburos. Un área puede comprender varios yacimientos, siendo cada yacimiento una entidad geológica.

Barril compuesto (US\$/barril): Es el valor en dólares americanos del volumen de un barril (159 litros) de petróleo fraccionado en derivados por el proceso de refinación -gasolinas, diesel, kerosén, fuel oil, gas licuado- que, al multiplicarse cada fracción decimal de los derivados por su precio de venta en moneda nacional, cuya suma al dividirse por el tipo de cambio del Bolívar, nos da el valor del Barril Compuesto en Dólares Americanos por Barril (US\$/barril) .



Barril: Unidad de medida volumétrica empleada en varios países, entre ellos U.S.A. Un barril de petróleo equivale a 159 litros, o sea que un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles.

Boca de pozo: Es el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un campo (petróleo. gas natural) después de su adecuación en la Planta de Procesos. Equipamiento que se coloca sobre un pozo productivo y que está destinado a regular la salida del flujo de los hidrocarburos.

Bunkers: Combustible suministrado a los navíos de alta mar. No comprende la provisión al transporte fluvial o de cabotaje ni a los aviones que cubran aun las rutas internacionales. Se trata de fuel-oil, gas-oil y diesel-oil.

Cadena de Producción: Conjunto de actividades, secuencialmente vinculadas, que constituyen distintas etapas en la producción de bienes o servicios conexos dentro de un sector de actividad económica. Una cadena productiva integra el conjunto de eslabones que conforma un proceso económico, desde la materia prima a la distribución de los productos terminados.

Campo de gas seco: Yacimiento que producirá gas con pequeñas cantidades de hidrocarburos líquidos.

Campo de gas: Es un yacimiento esencialmente productor de gas.

Campos: Área de terreno debajo de la cual existen uno o más reservorios de hidrocarburos en una o más formaciones estratigráficas en la misma estructura o entidad geológica. Y en la cual se hayan perforado uno o más pozos descubriendo reservas comerciales. Denominación que se da a un área geográfica donde se producen yacimientos de hidrocarburos y que se considera por lo general, separada de otras áreas.



Carbono: Elemento químico no metálico que se encuentra en todas las sustancias que se derivan de animales o vegetales. Ejemplo: petróleo, carbón, gas natural.

Cementación: Proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

Cesta de exportación: Marco de referencia utilizado para clasificar los crudos que exporta un país. La cesta de exportación del petróleo venezolano está integrada por 60% de petróleo crudo y 40% de productos. Mejorar tal composición significa no sólo incrementar el valor de exportación, sino también desarrollar nuevas actividades productivas aguas abajo, con la correspondiente expansión de actividades y su impacto en el empleo.

Cesta de referencia: Nomenclatura internacional que refleja la composición de los tipos de crudo que produce un país. En el caso del petróleo venezolano, la cesta de referencia se compone por importantes volúmenes de crudos pesados y extrapesados. La OPEP ha puesto en vigencia una nueva cesta de referencia, compuesta por los principales crudos de exportación de sus países miembros, entre ellos el BCF 17, producido en Venezuela. La nueva cesta presenta una gravedad API más pesada, de 32,7 grados, en comparación con los 34,6 grados de la cesta anterior, constituida por 7 crudos. Igualmente, el contenido de azufre de la nueva cesta de referencia es en 1,77% más ácida que la anterior, de 1,44%.

Combustible de retropropulsión (JP1): Mezcla de hidrocarburos destinada a alimentar los motores a reacción. Sus componentes y propiedades deben ser objeto de especificaciones nacionales.



Combustible: Elemento o compuesto que se combina fácilmente con el oxígeno generando calor y/o luz. Entre éstos figuran los hidrocarburos.

Comercialización: Todas las actividades relativas a la venta, trueque o cualquier forma de transferencia de hidrocarburos en su estado natural, productos de refinación y subproductos de los mismos, productos industriales y petroquímicos, incluyendo el almacenaje y distribución correspondiente a esta fase, por medios distintos al transporte por tuberías.

Condensado de gas: hidrocarburo que se mantiene en estado gaseoso en las condiciones de su depósito natural pero por las altas presiones se licua en las condiciones superficiales normales. En otros países se lo conoce como líquido del gas natural.

Corte: Uno o más compuestos de petróleo crudo que se evaporan (y se extraen) dentro de un determinado rango de temperatura durante el proceso de destilación del crudo.

Crudo ácido: Petróleo crudo que contiene una cantidad importante de azufre.

Crudo extrapesado: Tipo de petróleo con menos de 10° API, que es la gravedad del agua. Este tipo de crudo, si bien fluye en las condiciones naturales del yacimiento, en la superficie a la temperatura ambiental y a la presión atmosférica, se vuelve pastoso. De allí que se califica también de petróleo no convencional, ya que el petróleo convencional es líquido dentro del yacimiento y en la superficie.

Crudo: Petróleo que proviene de un yacimiento después de separar cualquier gas asociado y procesado en una refinería. Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican



en: a) Pesados (10° a $23,3^{\circ}$ API). b) Medios ($22,3^{\circ}$ a $31,1^{\circ}$ API). c) Livianos (superiores a los $31,3^{\circ}$ API).

Cuenca petrolera y gasífica: Son grandes acumulaciones de sedimentos, que se encuentran en las Unidades Morfoestructurales existentes y en las cuales se formaron y entramparon los hidrocarburos líquidos y gaseosos, en rocas pertenecientes a diferentes Periodos Geológicos.

Cuenca sedimentaria: área de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas que llegan a tener hasta más de 10.000 metros de espesor. Bajo determinadas condiciones y por descomposición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

Derivados: Son los productos obtenidos directamente por destilación del petróleo. Una refinería fabrica tres clases de derivados: I) Productos terminados, que pueden ser suministrados directamente al consumo II) Productos semiterminados, que pueden servir de base a ciertos productos después de mejorar su calidad mediante adictivos III) Subproductos o productos intermedios, como la nafta virgen, que sirve como la materia prima petroquímica.

Deshidratación: Proceso al cual se somete el petróleo para extraerle las partículas más pequeñas de agua.

Desintegración catalítica: Un proceso de refinación por el cual ciertos cortes de crudo se descomponen o desintegran en compuestos de hidrocarburo más simples a nivel molecular por medio de calor extremo, presión y exposición a un catalizador químico. Esencialmente, el proceso modifica la cadena larga de moléculas de hidrocarburo que contienen componentes de crudo con valor inferior, transformándola en una cadena corta molecular con componentes de mayor valor.



Desviación del pozo: cambio de dirección de la vertical absoluta durante la perforación de un pozo.

Entrampamiento: acumulación de hidrocarburos en ciertas rocas del subsuelo que por sus propiedades físicas y configuración les impiden continuar su desplazamiento hacia la superficie.

Estación de bombeo: instalación situada en el recorrido de un oleoducto destinada a impulsar el fluido. Su número a lo largo del mismo depende de la viscosidad del producto transportado, del relieve geográfico de las regiones atravesadas y del diámetro de la tubería.

Estación de flujo: instalación compuesta por tanques, bombas y tuberías donde se recolecta la producción de varios pozos para enviarla posteriormente a otros sitios según las operaciones que se realicen.

Exploración: Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

Explotación (producción): Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento. Es la fase de perforación de pozos de desarrollo en un Campo y la instalación todas las facilidades para su producción.

Factor de recuperación: Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.



Fuel-oil: Es un producto líquido de la refinación del petróleo utilizado principalmente en plantas industriales y en las centrales térmicas que generan electricidad.

Gas asociado al petróleo: gas que se presenta en los yacimientos junto al petróleo. Puede estar como una capa libre, también mezclado con el petróleo y presentarse como condensado formando una sola faz líquida con él en determinadas condiciones de temperatura y presión.

Gasolina: Fracción líquida de hidrocarburo liviano, incoloro, muy volátil y fácilmente inflamable, obtenida por fraccionamiento en refinerías a partir del petróleo.

Gravedad: Una propiedad de un material que compara su peso con su volumen.

Hidrocarburos: Compuestos formados por la combinación de los elementos carbono e hidrógeno. Es un grupo grande de químicos orgánicos que ocurren en la naturaleza como gases, líquidos y sólidos. Son los componentes principales del gas natural y petróleo, es decir, son compuestos líquidos y gaseosos, constituidos por carbono e hidrógeno. Según el número de los átomos de carbono, variarán las propiedades de los hidrocarburos. A temperatura ambiente y presión atmosférica los hidrocarburos que tengan hasta 4 átomos de carbono son gaseosos (metano, etano, propano, butano). Entre 5 y 16 átomos de carbono son líquidos (ciclo pentano, ciclo hexano, metil ciclo hexano y benceno). Los hidrocarburos que posean más de 16 átomos son sólidos (donde predominan los asfaltos). Los petróleos son mezcla de estas cadenas de hidrocarburos y según la composición de las mismas se tendrán los diferentes tipos de crudos. A pesar de la gran diversidad de la composición de los hidrocarburos presentes en cada petróleo crudo, la proporción de carbono e hidrógeno es casi constante: 83% a 86% de carbono y 11% a 13% de hidrógeno.



Lluvia ácida: al quemar combustibles fósiles se produce dióxido de azufre y óxido de nitrógeno. Estos compuestos se mezclan con el vapor de agua de la atmósfera y forman una solución ácida que cae con la lluvia. Tiene efectos muy dañinos sobre la vida acuática, los bosques y la fertilidad del suelo y afecta la estructura de los edificios.

Migración de hidrocarburos: proceso que describe las condiciones, parámetros y tipo de rocas donde se presenta la movilidad de los hidrocarburos dentro de la corteza terrestre. Durante millones de años, ciertos componentes de materia orgánica constituyen sedimentos de grano fino, conocidos como rocas madre, los cuales se trasladan a sedimentos de grano más grueso, conocidos como trampas. Existen dos tipos de migración: primaria y secundaria. Mientras que la migración primaria se produce siempre a través de cortas distancias, la secundaria se puede dar a distancias muy largas.

Octano: índice de una escala convencional usado para identificar, por medio de valores numéricos, las propiedades antidetonantes de las naftas.

Oleoducto: tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo.

Perforación: operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos.

Permeabilidad: capacidad de las rocas de permitir el flujo de líquidos o gases a través de sus espacios vacíos.

Petróleo: otra palabra para petróleo crudo. Es una mezcla de hidrocarburo líquido que se encuentra debajo de la tierra y que se puede refinar para obtener diferentes productos útiles, como por ejemplo, la gasolina y los aceites para motor.



Petroquímica: Es un proceso físico químico mediante el cual se obtienen subproductos del gas y el petróleo.

Planta de procesos: son las instalaciones donde se efectúan la separación y adecuación de los hidrocarburos producidos en un determinado Campo.

Poliducto: tuberías para transportar productos refinados o petroquímicos desde las plantas a los centros de distribución y mercado o embarque.

Porosidad: Porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos interconectados de manera que permitan el paso de fluidos a través de ellos.

Pozo: Denominación dada a la abertura producida por una perforación. Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

Pozos Productores de Crudo: Activos que se perforan con la finalidad de drenar las reservas de crudo asociadas a un yacimiento.

Producción temprana: Se refiere a los volúmenes de crudo que resultan de los procesos de Exploración y Producción destinados a satisfacer los insumos de crudo de un proyecto específico, cuando todavía las facilidades de procesamiento de dicho proyecto no se encuentran listas para procesarlos; de allí el término "temprana".

Producción: Todo tipo de actividades cuya finalidad es la extracción de hidrocarburos y facilidades que permitan su explotación. Se refiere a los volúmenes de crudo que resultan de los procesos destinados a satisfacer los insumos de crudo de



un proyecto específico, cuando todavía las facilidades de procesamiento de dicho proyecto no se encuentran listas para procesarlos.

Punto de fiscalización: es el lugar donde son medidos los hidrocarburos líquidos y gaseosos resultantes de la explotación en el Campo que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación en la Planta de Procesos.

Queroseno (*Kerosene*): destilado de petróleo utilizado parcialmente en el consumo doméstico y como carburante para ciertos tipos de motores de combustión interna. Producto que se obtiene de la destilación del petróleo y se utiliza como combustible, solvente y en iluminación.

Recobro: recuperación de crudo en el yacimiento.

Recuperación primaria: afluencia natural del petróleo o del gas desde el seno del yacimiento a la superficie por la diferencia de las presiones. La circulación del fluido puede ser natural o pozo por bombeo.

Recuperación secundaria: Operación que consiste en inyectar agua en el yacimiento con la finalidad de desplazar mayores volúmenes de petróleo a la superficie. Esta operación también incluye la combustión "in situ" de los petróleos pesados. El método permite recuperar hasta un 25% más de petróleo.

Recuperación terciaria: Los tipos de procedimientos de recuperación terciaria consisten en inyectar en los yacimientos disolventes miscibles, gases hidrocarbonados o gas carbónico como también tensoactivos o polímeros hidrosolubles.

Regalías: constituyen un precio por el uso y aprovechamiento de los recursos naturales no renovables del Estado, y no constituye un tributo, que deben ser pagadas en dinero o en especie.



Relación Gas/Petróleo: volumen de gas producido simultáneamente por un pozo con relación a cada metro cúbico de petróleo.

Reserva de hidrocarburos: son los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos existentes en el subsuelo y que han sido objetos de evaluación.

Reserva: son aquellas cantidades de petróleo que se anticipa puedan ser comercialmente recuperadas, desde acumulaciones conocidas, a partir de una fecha determinada. El cálculo de reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre. El método de cálculo se fundamenta en datos proporcionados por disciplinas como la economía, la geología y la ingeniería.

Reservas posibles: son las situadas en áreas en las que no se ha encontrado hidrocarburos luego de llevar a cabo pozos de exploración. No obstante, las características geológicas permiten presumir la presencia de los hidrocarburos.

Reservas probables: cálculo de las reservas de aceite y/o gas con base en estructuras penetradas, pero que requieren confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

Reservas probadas: volúmenes de hidrocarburos recuperables de un yacimiento, de una cuenca, de una provincia o de un país con tecnología disponible y las condiciones económicas actuales.

Reservorio: uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión.

Separación: proceso de separar el agua y el gas asociado del petróleo extraído del yacimiento.



Sistema de adecuación: es la Planta de Procesos en el Campo donde se realiza la separación de los hidrocarburos líquidos, gaseosos y sus impurezas.

Trampa: Estructura geológica en la que se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas. Se caracteriza por la presencia de rocas porosas y permeables conocidas como rocas almacén o reservorios, donde se acumulan o almacenan los hidrocarburos bordeados de capas de rocas impermeables o rocas sello, que impiden su migración.

Transporte: el conjunto de diversos medios y facilidades auxiliares utilizados para trasladar o conducir, por medio de tuberías de un lugar a otro, hidrocarburos o sus derivados. Para transportar los gases se denominan gasoductos, para líquidos oleoductos y para productos derivados poliductos.

Venteo del gas: consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad.

Viscosidad: la capacidad de un líquido para circular a una temperatura determinada.

Yacimiento: es el conjunto de reservorios que contienen hidrocarburos. Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa, tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas, por ser más ligero, ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior. Además, se conoce como la acumulación de hidrocarburos en el interior de la tierra que se forma cuando las rocas en el subsuelo presentan condiciones adecuadas para que estos compuestos químicos queden atrapados. Existen yacimientos de petróleo, gas y/o combinación de ellos.



BIBLIOGRAFÍA

Libros, Documentos y Trabajos de Grado.

1. Arias, Fidias G. (2006). “El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica” (5ª.ed.). Caracas: Episteme.
2. Barrios, Maritza. (2003). “Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales” (3ª.ed.). Caracas: FEDUPEL. Tercera Edición.
3. Basle Committee on Banking Supervision. (1995). “An Internal Model-Based Approach to Market Risk Capital Requirements”. Basle, Switzerland: Basle Committee on Banking Supervision.
4. Boyle, P. (1977). “Options: A Monte Carlo Approach.” *Journal of Financial Economics* 4, pp. 323-338.
5. Burden, Richard y Faires, Douglas. (1998). “Análisis Numérico”. (6ª.ed.). México: International Thomson Editores, S.A., pp. 539-587.
6. Claret, Arnoldo. (2008). “¿Cómo hacer y defender una tesis?”. (9ª.ed.). Caracas: Editorial Texto, c.a.
7. Daykin, C., Pentikäinen, T. and Pesonen, M. (1994). “Practical Risk Theory for Actuaries”. London: Chapman & Hall.
8. Goitía M. Maria. (2004). “Análisis de riesgo técnico – económico al portafolio de oportunidades 2003-2022 del Campo Orocual”. Trabajo de grado no publicado,



Universidad de Oriente del Núcleo Monagas en la escuela de Ingeniería de Petróleo, Maturín.

9. Hair, J., Anderson, R. Tathan, R. y Black, W. (1999). “Análisis multivariante”. (5ta.ed.). Madrid: Prentice Hall Iberia, pp. 79-122.
10. Hogg, R y Klugman, S. (1984). “Loss distributions”. New York: Wiley, pp. 217-233.
11. Jackson, J. Edgard. (1991). “A user’s guide to principal components”. New York: John Wiley & Sons, Inc.
12. Jorion, Philippe. (2007). “Valor en Riesgo: El nuevo paradigma para el control de riesgo con derivados”. Mexico: Limusa Noriega Editores.
13. Klugman, Stuart A., Panjer, Harry H. and Willmont, Gordon E. (1998). “Loss models: from data to decisions”. New York: John Wiley & Sons, Inc. pp. 265, 291-384.
14. Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEC., 2008, (Bases de datos y Estadísticas).
15. Panjer, Harry. (2006). “Operational Risk Modeling Analytics”. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons Series in Probability and Statistics, Inc.
16. Parkinson, M. (1980). “The Extreme Value Method for Estimating the Variance of the Rate of Return” *Journal of Business* 53, pp. 61-65.
17. Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, PDVSA. (2007, Noviembre). Tenemos una cantidad enorme de peticiones para invertir en el país [Documento



- en línea]. Entrevista que realizó el diario Panorama al Ministro de Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA, Rafael Ramírez Carreño. Disponible: <http://www.pdvsa.com/> [Consulta: 2008, Septiembre 10].
18. Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, PDVSA.(1999). El Pozo Ilustrado. Disponible: <http://www.pdvsa.com/> [Consulta: 2008, Septiembre 10].
 19. Ramírez, Guillermo. (1999). “Teoría de la Probabilidad”. Trabajo de ascenso, no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
 20. Rencher, Alvin. (1998). “Multivariate statistical inference and applications”. New York: John Wiley & Sons, Inc., pp. 337-363.
 21. Rodríguez Taborda, Eduardo. (2004). “Administración del Riesgo: Utilización de análisis de datos Multivariantes para el estudio integral del Riesgo”. Bogota.
 22. Sampieri, R. Fernández, C. y Baptista, P. (2006). “Metodología de la Investigación”. (4^a.ed.). Mexico: Mc Graw Hill.
 23. Scott, D. (1992). “Multivariate Density Estimation: Theory, Practice and Visualization”. New York: John Wiley.
 24. Taha, Hamdy. (1998). “Investigación de Operaciones, una introducción”. (6^a.ed.). México: Prentice Hall, pp. 673-709.
 25. Vásquez de Ramírez, Maura Leonor y Ramírez, Guillermo J. (1999). “Contribuciones al análisis de segmentación”. Caracas: Facultad de Ciencias Económicas y Sociales - U.C.V., Oficina Central de Estadística e Informática.



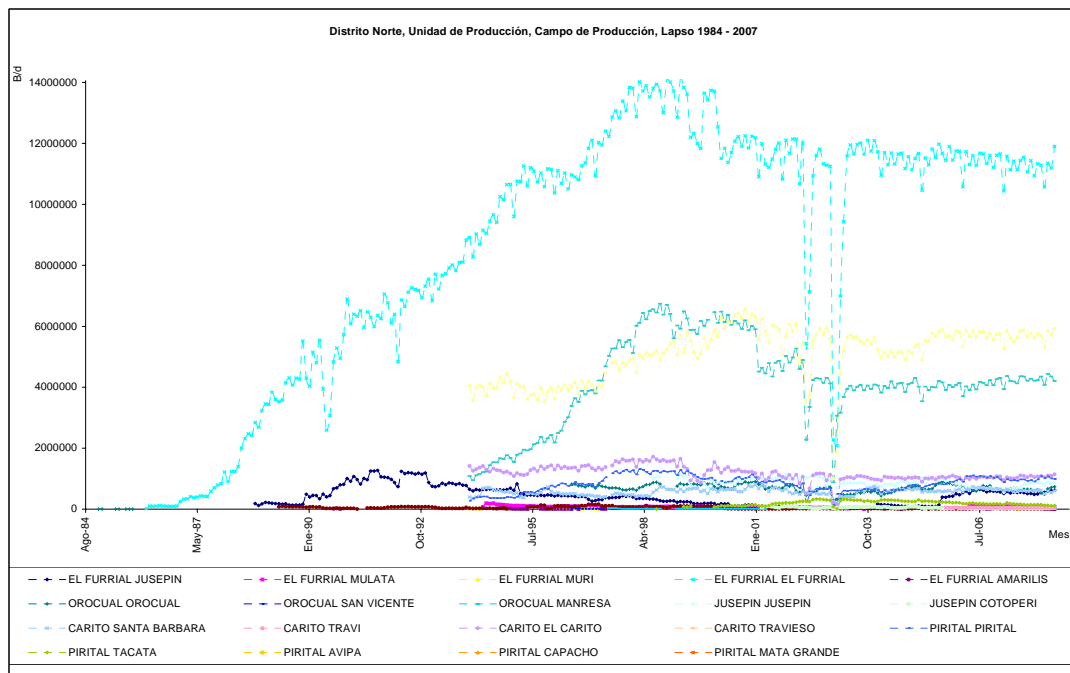
26. Vásquez de Ramírez, Maura Leonor y Ramírez, Guillermo J. (2006). “Aspectos teóricos de álgebra matricial con aplicaciones estadísticas”. Caracas: Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico - U.C.V.
27. Vásquez de Ramírez, Maura Leonor y Ramírez, Guillermo J. (2007). “Análisis de Componentes Principales”. Material de Apoyo. Post Grado Especialización de Estadística en la Comisión de Estudios para Graduados. Área de Post Grado en Estadísticas y Actuariado. Programa Integrado de Post Grado en Estadística. Caracas: Facultad de Ciencias Económicas y Sociales – Universidad Central de Venezuela.
28. Venegas Martínez, Francisco. (2008). “Riesgos financiero y económicos Productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre”. (2ª.ed.). México: Cengage Learning Editores, S.A., pp. 861-912.
29. Wikipedia (2009). Disponible: <http://www.Wikipedia.com/> [Consulta: 2009, Enero15].



ANEXOS

A. Datos Estadísticos

Antes de obtener los datos de pozos productores, se pudo identificar el comportamiento productivo de los campos de los dos Distritos, Norte y San tomé, de los cuales se presenta a continuación el histórico del Distrito Norte desde el año de 1984 al mes de mayo de 2008, medido en Barriles producidos en el mes gráfico N° 34:



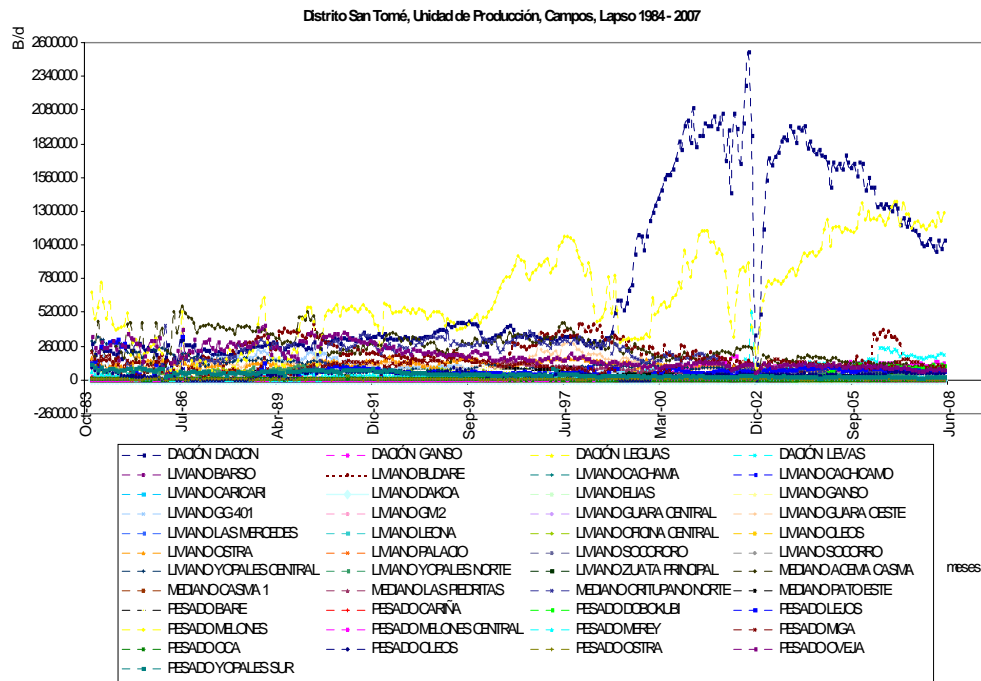
Fuente: PDVSA. Div. Oriente. 15-8-8, Producción Fiscalizada.

Gráfico N° 34. Distrito Norte, Unidad, Campo de Producción, Lapso en 1984 -2008

Además, en este gráfico se muestra el comportamiento de la producción a lo largo del tiempo con una caída a finales del año 2002, correspondiente al paro laboral ocurrido en el período noviembre 2002 a enero 2003, desde esta fecha (enero 2003) se evidencia en la gráfica el cambio estructural ocurrido, lo cual da la justificación para asumir la investigación a partir de Enero 2003.



Asimismo, en el gráfico N° 35 se mostrará la producción por campos en el Distrito San Tomé correspondiente a PDVSA División Oriente del período 1984 al año 2008 mes de mayo:



Fuente: PDVSA. Div. Oriente. 15-8-8, Producción Fiscalizada.

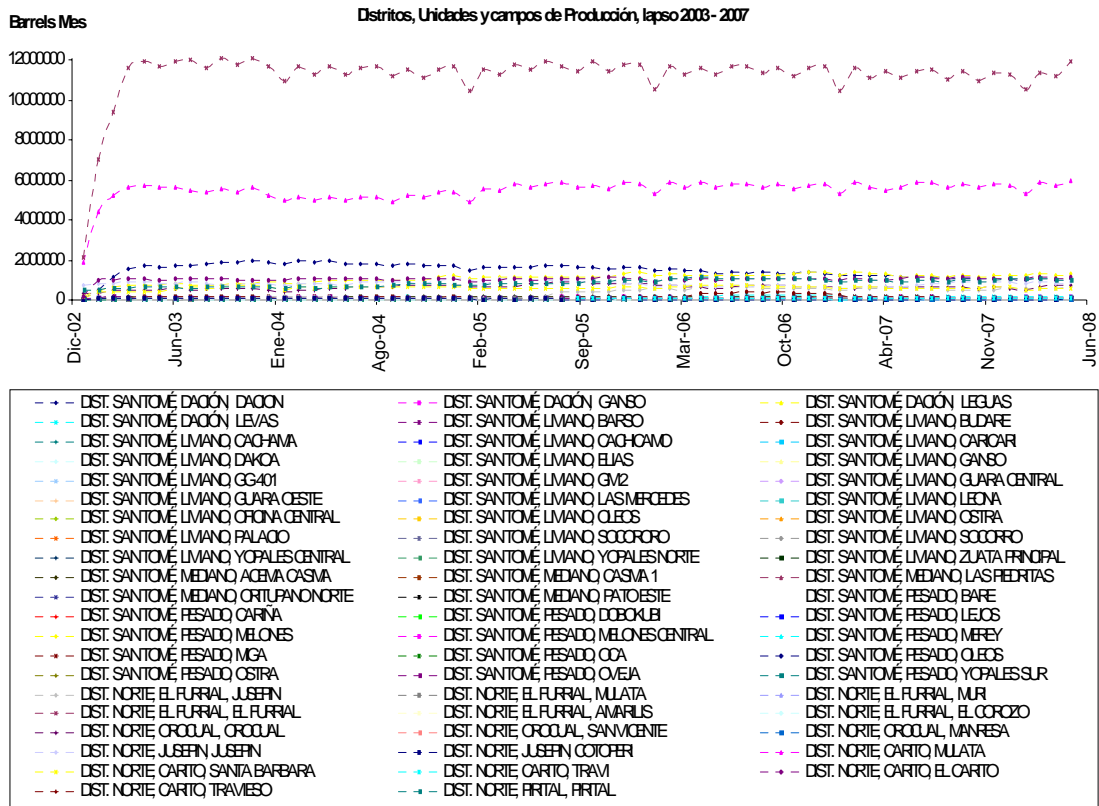
Gráfico N° 35. Distrito San Tomé, Unidad de Producción, Campos, Lapso 1984-2007

En el gráfico N° 35, se evidencia el cambio estructural que se observa en el gráfico N° 34 y que justifica, en este mismo caso, realizar el estudio desde enero de 2003 en adelante hasta mayo de 2008.

Se identifica a continuación los datos desde enero 2003 a mayo 2008, para los dos Distritos en conjunto.

Datos Estadísticos lapso: Enero 2003 – Mayo 2008

Este lapso se debe al cambio estructural explicado anteriormente que se realizó en el 2002 por el paro petrolero. Lo que se induce a estudiar las series a partir de Enero 2003. A continuación se muestra en el Gráfico N° 36 los campos de los distritos en Producción volumétrica en Barriles Mes de Petróleo.



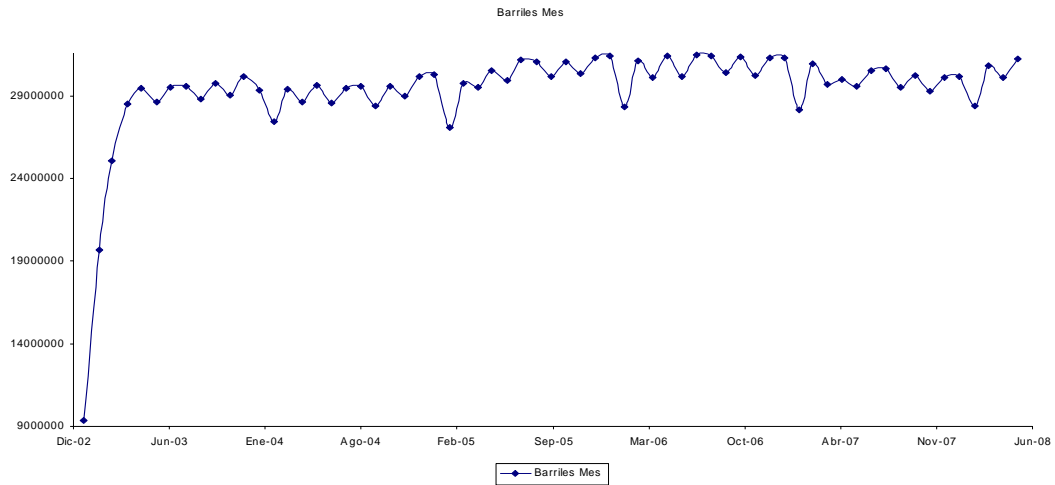
Fuente: PDVSA División Oriente. 15-8-8. Producción Fiscalizada, consolidando los Distritos.

Gráfico 36. Distrito, Campos de Producción, lapso 2003 - 2007

En el Gráfico N° 36 se refleja el Total de la Producción de la División de Oriente, de esta forma se podrá determinar un mes de partida adecuado para realizar la investigación y optimizar la metodología de aglomerar “los campos de producción” de acuerdo a su comportamiento a través del tiempo.



El siguiente gráfico representa la producción Fiscalizada de PDVSA División Oriente:



Fuente: PDVSA División Oriente. 15-8-8.

Gráfico N° 37. Producción Total Fiscalizada

En este último histórico, el autor se percató que el nivel de la producción estuvo influenciado por el paro petrolero hasta el mes de mayo del 2003, por lo que se sugiere tomar a partir del mes de mayo el primer valor de la serie.