



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CELAYA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA

**“ANÁLISIS DE RIESGO PARA SATISFACER LA
DEMANDA EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE GAS Y
PETRÓLEO”**

POR

ERENDIDA IVONEE MURILLO ALVARADO

**TESIS PRESENTADA AL DEPARTAMENTO DE
INGENIERÍA QUÍMICA COMO REQUISITO
PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE:**

MAESTRO EN CIENCIAS

EN INGENIERÍA QUÍMICA

CELAYA, GTO., MARZO 2009

NOTA:

AGREGAR COPIA DEL OFICIO DE APROBACION DE IMPRESIÓN DE TESIS QUE
CONTIENE EL TITULO Y LAS FIRMAS DE CADA MIEMBRO QUE INTEGRA EL
COMITÉ DE TESIS

ANÁLISIS DE RIESGO PARA SATISFACER LA DEMANDA EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO

Por:

Erendida Ivonee Murillo Alvarado.

Resumen

El manejo del riesgo ha tomado gran importancia en el mundo del negocio de la industria petrolera, en cuyos procesos y operaciones abundan los riesgos e incertidumbres, por lo cual la industria requiere utilizar enfoques sofisticados para su evaluación. En general, la planeación de la producción se ha estimado determinísticamente con base a la producción esperada de los yacimientos. En el mejor de los casos, la optimización de la producción se ha referido a maximizar la producción de un yacimiento dado cuando las válvulas de sus pozos productores se mantienen abiertas tomando en cuenta su interconectividad. Este procedimiento induce una percepción de posibilidad de producción que resulta muy alta en la realidad debido a que exige buenas condiciones al sistema durante el período de aprovechamiento. Sin embargo, tener sistemas exentos de desperfectos o fallas durante la producción es poco probable, lo cual introduce un grado de incertidumbre y riesgo de no obtener la producción deseada. En este trabajo se desarrolla una estrategia para estimar la producción a máxima capacidad en sistemas de producción de gas y petróleo introduciendo el efecto de falla en sus pozos productores. El proyecto OREDA (OREDA, 2002) compiló las fallas posibles que se tienen en los pozos incluyendo los parámetros estadísticos que son utilizados en este trabajo. El efecto aleatorio de la producción es incorporado a través de simulaciones Monte Carlo donde se genera un plan de producción para cada corrida. La simulación del sistema se realiza usando el software comercial desarrollado por Petroleum Experts. Los resultados producen la curva de no-confiabilidad la cual es ajustada a una función de distribución de probabilidad para su uso posterior en el análisis del riesgo de la producción.

Dirigida por: Dr. Richart Vázquez Román.

Dedicatorias

A *Dios* por permitirme llegar hasta este gran día, y lograr una meta más.

A mis padres *Pascual Murillo Villagrana* e *Ivonne Alvarado Román*, por su apoyo incondicional, su ejemplo y su gran amor.

A mi hermano *Pascual Eduardo Murillo Alvarado*, por su gran apoyo y palabras de aliento, te quiero mucho hermano.

A mi novio y compañero *Roemi Egael Saldaña Rosales*, por haber llegado a mi vida e iluminarme cada día, gracias amor mío por estar a mi lado en todo momento.

A mis papas grandes *Miguel Alvarado Pinedo* y *Angélica Román González* por su ejemplo y lecciones de vida. Los quiero, respeto y admiró.

A mis tías y tíos que quiero mucho *Anabel, Elizabeth, Angélica, Yadira, Hortensia, Alejandro, Rubén,* y *Gerardo*, por su apoyo, sus buenos deseos y palabras de aliento.

A mi primo *Ricardo* por sus buenos deseos y por la confianza que ha depositado en mí.

A mis grandes amigas y hermanitas *Zaahira Patricia Bacio Parra, Adriana Vanessa Cantún Chávez, Guillermina Pérez Rosales* y *Silvia Lizbeth Aparicio Ramos*, por su apoyo, su cariño y alegres momentos. Las quiero mucho amigas.

Agradecimientos

A mi apreciable familia por su amor y apoyo incondicional.

Al *Dr. Richart Vázquez Román*, en especial por haberme aceptado en su grupo de trabajo, por compartir su experiencia profesional, por el gran apoyo otorgado, su magnífica paciencia, buen trato, y gran dedicación a lo largo del desarrollo del proyecto. Muchas gracias.

A los *Dres. Juan Carlos Fierro González* y *Juan Francisco J. Alvarado* por formar parte de mi comisión revisora y por sus valiosos comentarios hacia el presente trabajo. Les agradezco mucho su paciencia, los conocimientos transmitidos, y el buen trato que siempre recibí de su parte. Muchas gracias.

Al *Instituto Tecnológico de Celaya* en especial al *Departamento de Ingeniería Química* gracias por darme la oportunidad de crecer y de contribuir en mi formación académica.

Al personal del *Departamento de Ingeniería Química*, especialmente a *Claudia, July, Judith* e *Irma*, por sus atenciones y su gran ayuda durante mi estancia en la maestría.

A *CONACYT* por el apoyo económico otorgado durante mi estancia en la maestría.

A la *Compañía Petroleum Experts* por proporcionar muy amablemente la versión académica del software para la realización de este proyecto.

A todos mis *compañeros de posgrado* por los grandes momentos compartidos, gracias a todos por su compañía y vivencias, de todos aprendí, los quiero mucho, y ahí la llevamos muchachos.

A los *Dres. Juan Delgado Pérez, Pablo Ibarra Castro y Juan Manuel García Gonzáles* por los conocimientos transmitidos a lo largo de mi estancia en la licenciatura y por impulsarme a estudiar la maestría.

Todos Uds. que de forma directa o indirecta contribuyeron en la realización del presente trabajo de investigación, les agradezco ya que sin su ayuda esto no hubiera sido posible.

Contenido

	Pag.
Resumen	iii
Dedicatorias	iv
Agradecimientos	v
Tabla de contenidos	vii
Lista de figuras	xi
Lista de tablas	xiv
Nomenclatura	xvi
Capítulo 1. Introducción	
1.1 Importancia del Petróleo.	1
1.2 Antecedentes.	3
1.3 Descripción de objetivos.	6
1.4 Descripción del trabajo.	7

Capítulo 2. Descripción de los Yacimientos

2.1 Clasificación de los yacimientos.	8
2.2 Propiedades de los yacimientos.	11
2.2.1 Permeabilidad.	11
2.2.2 Porosidad.	13
2.2.3 Densidad del fluido.	14
2.2.4 Factor de Dietz.	16
2.2.5 Factor de <i>skin</i>	17

Capítulo 3. Sistemas de Producción de Gas y Petróleo en GAP, PROSPER Y MBAL

3.1 Introducción.	19
3.2 Sistema de producción de gas.	20
3.2.1 Desarrollo.	21
3.2.1.1 Modelado del pozo en (PROSPER).	21
3.2.1.2 Modelado del yacimiento en (MBAL).	26
3.2.2 Resultados.	28

3.3 Sistema de Producción de petróleo.	31
3.3.1 Desarrollo.	32
3.3.1.1 Modelado del pozo en (PROSPER).	32
3.3.1.2 Modelado del yacimiento en (MBAL).	37
3.3.2 Resultados.	38

Capítulo 4. Análisis de Riesgo en Casos de Estudio

4.1 Elementos y tipos de riesgo.	42
4.2 Elementos de probabilidad.	45
4.3 Análisis de fallas.	50
4.4 Caso de estudio.	53
4.4.1 Metodología.	53
4.4.2 Base de datos.	53
4.4.3 Simulación Monte Carlo.	64
4.5 Resultados.	65
4.5.1 Sistema de producción de gas.	66

4.5.2 Sistema de producción de petróleo.....	76
--	----

Capítulo 5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones.....	86
-----------------------	----

5.2 Trabajos futuros.....	87
---------------------------	----

Referencias Bibliográficas	88
-----------------------------------	-----------

Lista de Figuras

1.1 Evolución de las reservas de petróleo y gas natural en el mundo.	2
1.2 Distribución de reservas, la producción y el consumo mundial de gas natural	2
1.3 Manejo del proceso de decisión en el yacimiento.	5
2.1 Diagrama de fases P vs T multicomponente.	10
2.2 Experimento de Darcy.	12
2.3 Factores de Dietz.	16
2.4 Efecto de skin cerca del wellbore.	17
3.1 Esquema del sistema de producción de gas.	20
3.2 Cuadro de dialogo para la entrada de composiciones y propiedades.	23
3.3 Propiedades calculadas por el software.	23
3.4 Cuadro de dialogo para selección del modelo del pozo.	24
3.5 Continuación del cuadro de dialogo del modelo del pozo.	25
3.6 Grafico IPR para el yacimiento 1.	25
3.7 Grafico IPR para el yacimiento 2.	26
3.8 Cuadro de dialogo de entrada de propiedades del yacimiento.	27
3.9 Cuadro de dialogo de entrada de datos del yacimiento.	27
3.10 Comportamiento del yacimiento 1.	28
3.11 Comportamiento del yacimiento 2.	29
3.12 Comparación de la predicción de ambos yacimientos.	29
3.13 Predicción de la producción de los pozos.	30

3.14 Comportamiento total del sistema.	30
3.15 Esquema del sistema de producción de petróleo.	31
3.16 Cuadro de dialogo para la entrada de datos PVT.	34
3.17 Cuadro de dialogo para selección del modelo del pozo.	35
3.18 Continuación del cuadro de dialogo del modelo del pozo.	35
3.19 Grafico IPR para el yacimiento 1.	36
3.20 Grafico IPR para el yacimiento 2.	36
3.21 Cuadro de dialogo de entrada de propiedades en el yacimiento.	37
3.22 Cuadro de dialogo para la entrada de datos del yacimiento.	38
3.23 Comportamiento del yacimiento 1.	39
3.24 Comportamiento del yacimiento 2.	39
3.25 Comparación de la predicción de ambos yacimientos.	40
3.26 Predicción de la producción de los pozos.	40
3.27 Comportamiento total del sistema.	41
4.1 Clasificación esquemática de las categorías del riesgo.	43
4.2 Probabilidades asociadas a la distribución normal.	48
4.3 Fases de la función de rapidez de falla.	50
4.4 Cuadro de edición de fallas para el sistema de gas.	64
4.5 Cuadro de edición de fallas para el sistema de petróleo.	65
4.6 Distribución de probabilidad del sistema de producción de gas.	66
4.7 Comparación entre distribuciones de probabilidad para el sistema gas.	69
4.8 Confiabilidad para la distribución normal sistema gas.	71
4.9 Confiabilidad para la distribución beta sistema gas.	72

4.10	Confiabilidad para la distribución Weibull sistema gas.	73
4.11	Confiabilidad para la distribución gamma sistema gas.	74
4.12	Distribución de probabilidad del sistema de producción de petróleo.	76
4.13	Comparación entre distribuciones de probabilidad para el sistema de petróleo.	79
4.14	Confiabilidad para la distribución normal sistema de petróleo.	80
4.15	Confiabilidad para la distribución beta sistema de petróleo.	81
4.16	Confiabilidad para la distribución Weibull sistema de petróleo.	82
4.17	Confiabilidad para la distribución gamma sistema de petróleo.	83

Lista de Tablas

2.1 Características de los tipos de yacimientos.	9
2.2 Unidades de la ley de Darcy.	13
2.3 Ejemplos de permeabilidades de algunos materiales.	13
2.4 Tipos de petróleo.	15
3.1 Condiciones del sistema de producción de gas.	21
3.2 Condiciones del sistema de producción de petróleo	32
4.1 Fallas generales para el sistema de producción de gas.	56
4.2 Fallas generales para el sistema de producción de petróleo.	57
4.3 Fallas generadas por distribuidores.	58
4.4 Fallas generadas en las líneas de flujo.	59
4.5 Fallas generadas en instrumentos de corriente.	60
4.6 Fallas generadas por el <i>wellhead</i>	61
4.7 Fallas generadas por el <i>wellhead</i> (continuación).	62
4.8 Fallas generadas por el <i>wellhead</i> (continuación).	63
4.9 Resultados obtenidos para el sistema gas.	67
4.10 Parámetros obtenidos para el sistema gas.	68
4.11 Confiabilidad para la distribución normal sistema gas.	75
4.12 Confiabilidad para la distribución beta sistema gas.	75
4.13 Confiabilidad para la distribución Weibull sistema gas.	75
4.14 Confiabilidad por distribución gamma sistema gas.	75
4.15 Resultados obtenidos para el sistema de petróleo.	77

4.16	Parámetros obtenidos para el sistema de petróleo.	78
4.17	Confiabilidad para la distribución normal sistema de petróleo.	84
4.18	Confiabilidad para la distribución beta sistema de petróleo.	84
4.19	Confiabilidad para la distribución Weibull sistema de petróleo.	84
4.20	Confiabilidad para la distribución gamma sistema de petróleo.	84

Nomenclatura

μ_o	Viscosidad, Pa-sec, cp
ρ	Densidad.
ϕ	Porosidad.
A	Area del drenaje, m ² , ft ² , acres
k	Permeabilidad, m ² , md
P	Presión, Pa, psi
s	Efecto de Skin, adimensional
q	Flujo de Producción, m ³ /sec, STB/d
T_c	Temperatura critica, ° F
P_c	Presión critica, Pa, psi
T_{ct}	Cricondentherm
P_{cb}	Cricondenbar
γ_g	Gravedad especifica del gas, g/cm ³
γ_L	Gravedad especifica del aceite, g/cm ³
GOR	Relación Gas / Aceite
μ	Media o valor esperado
σ	Desviación estándar
z	Variable aleatoria normal estándar
$f(x)$	Función de densidad de probabilidad
$F(x)$	Función de distribución de probabilidad

λ	Velocidad de falla
τ	Tiempo de servicio
$R(t)$	(<i>Reliability</i>) confiabilidad

CAPÍTULO 1

Introducción

En este capítulo se presenta una introducción breve del propósito de este trabajo incluyendo una revisión de los trabajos relacionados a este tema. Se culmina con la descripción general de esta tesis.

1.1. Importancia del petróleo

La palabra petróleo proviene del latín "petroleum" que significa "aceite de roca" aunque, en general, es una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en fase sólida, líquida y gaseosa. El petróleo está constituido principalmente por átomos de carbón e hidrógeno, pero también incluye algunas porciones pequeñas de moléculas de otros elementos como el nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. El petróleo es un recurso natural no renovable y representa la fuente de energía más importante de la sociedad actual debido a que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. La alta dependencia que tiene el mundo del petróleo, la inestabilidad que caracteriza al mercado internacional y las fluctuaciones de los precios de este producto han llevado a investigar energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente lo sustituya. En los últimos años la disponibilidad mundial del petróleo ha disminuido radicalmente y su costo relativo ha aumentado.

Actualmente, el agotamiento de las reservas de petróleo constituye un grave problema, pues al ritmo actual del consumo en las reservas mundiales conocidas se agotarían en menos de 40.5 años (AOP, 2002). Es importante observar que, considerando al petróleo como recurso no-renovable, el petróleo en el mundo disminuye continuamente. Sin embargo, el descubrimiento de nuevas reservas probadas puede inducir otra percepción. La *Figura 1.1*

muestra la evolución de las reservas de petróleo y gas natural en el mundo mientras que la *Figura 1.2* muestra la distribución de las reservas, la producción y el consumo en el mundo de gas natural en forma geográfica (Sedigas, 2007).

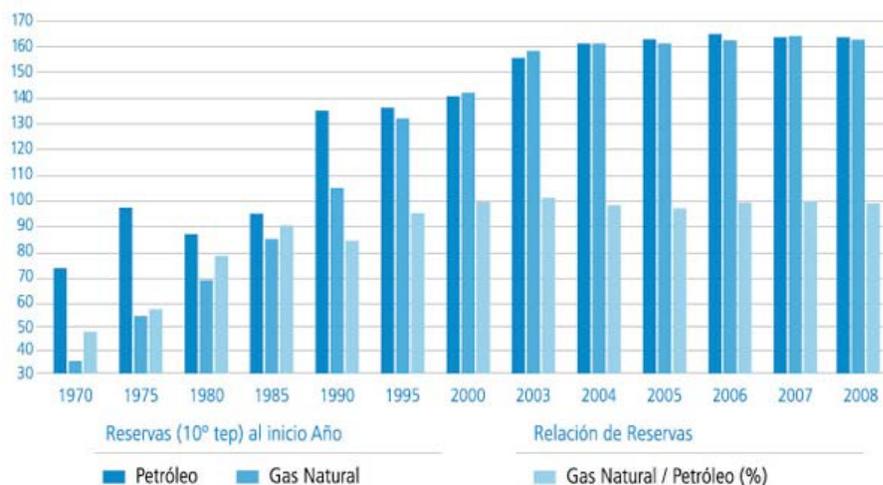


Figura 1.1. Evolución de las reservas de petróleo y gas natural en el Mundo

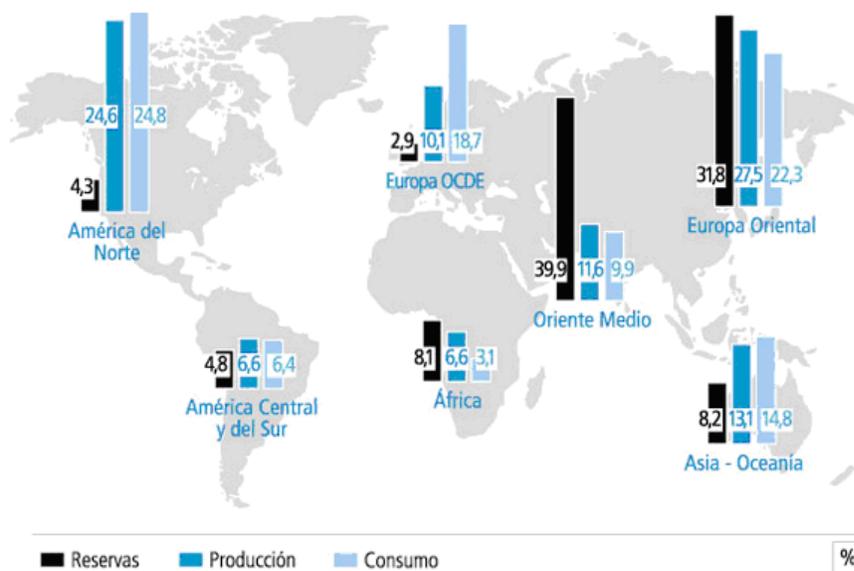


Figura 1.2. Distribución de las reservas, producción y consumo mundial de gas natural

En principio, el precio del petróleo debiera mantenerse en ascenso considerando que es un recurso no-renovable. Sin embargo, el precio no sigue ni siquiera las reglas más básicas de cualquier otro producto comercial basadas en el principio de la oferta y la demanda. La oscilación del precio es difícil de predecir. De manera general, las principales variables que influyen en el precio del barril de petróleo son:

1. Capacidad de producción de los países productores.
2. Capacidad de consumo de los países consumidores.
3. Situación política y económica de los principales países productores y consumidores.

En busca de soluciones se ha recurrido al uso de metodologías para la evaluación de análisis de riesgo en sistemas de producción de gas y petróleo, que se ha convertido en una herramienta muy valiosa para abordar la detección, causas y consecuencias, con el fin de eliminar o atenuar el riesgo en estos sistemas.

1.2. Antecedentes

Dentro de las causas fundamentales de pérdidas materiales y humanas que más inciden en un proceso productivo están las fallas de los elementos y sistemas. Las políticas de mantenimiento, las paradas de equipos y plantas, así como los análisis de riesgo tratan de minimizar estos efectos. Sin embargo, es muy poco lo que puede lograrse si no se conocen las causas técnicas y primarias de una falla, o si no se dispone de una metodología sistemática que permita obtener información valiosa para evitar que estas fallas se repitan, o para anticipar otras que nunca se han presentado.

Durante las décadas pasadas, hubo mejoras significativas en la aplicación del análisis de riesgo en la exploración y producción de petróleo. Una aportación interesante de trabajos relacionados al análisis de riesgo en los sistemas de producción de petróleo fue la realizada por Suslick y Schiozer (2004) donde dejan ver la falta de involucramiento de los investigadores sobre el tema. Los autores presentan una breve descripción de las

contribuciones principales y discusión e implicación de las tendencias en el análisis de riesgo para los sistemas de producción de gas y de petróleo. Destaca la mención de los trabajos realizados por Allais (1956) sobre la viabilidad económica de explorar el Sahara argelino que es un ejemplo clásico por ser el primer estudio en el cual la economía y el riesgo de exploración formalmente fueron analizados por el empleo de la teoría de probabilidad y el modelado explícito de las etapas secuenciales de exploración. Allais era un economista francés que obtuvo el premio Nobel de Economía en 1988 por su desarrollo de principios para dirigir la acción de poner el precio eficiente y la asignación de recurso en empresas grandes monopolísticas.

Una aportación también relevante en los estudios de análisis de riesgo fue la realizada por Schiozer *et al.* (2004) propusieron una metodología para integrar el análisis de riesgo y definieron una estrategia de producción que consideraba un tratamiento especial de los atributos a los yacimientos, además del empleo de modelos representativos que son seleccionados bajo incertidumbres por las características geológicas del yacimiento. Los autores emplearon esta metodología en un campo típico en las cercanías a la costa en Brasil donde evaluaron el pronóstico del comportamiento del yacimiento. La metodología usada en su trabajo fue la descrita por Steagall y Schiozer (2001), la cual está basada en la simulación de tipo numérico de varios argumentos posibles en el yacimiento combinados con atributos inciertos. Demirmen (2001) consideró que el riesgo es una función que puede ser afectada por incertidumbres de tipo (1) geológico, (2) económico, y (3) tecnológico, las cuales pueden ser integradas como se muestra en la *Figura 1.3* tomada de Schiozer, *et al.* (2004). La evaluación de riesgo es afectada no sólo por estas incertidumbres, sino también por el modelo de estrategia de producción y el proceso de decisión de la dirección, sobre todo para el análisis de los yacimientos complejos que requiere un nivel de detalle en la predicción de producción que sólo es obtenida por simulación numérica o técnicas similares. En la etapa de exploración, las incertidumbres son relacionadas con volúmenes lo que da lugar a tener argumentos económicos que son los factores principales de un análisis de riesgo. Sin embargo, en la etapa de desarrollo del proceso, es también necesario obtener la información detallada sobre el factor de recuperación, la velocidad de recuperación, inversiones necesarias, número de pozos, y la producción de gas/petróleo, gastos

operacionales, etc. que permitan una mejor visualización del pronóstico del comportamiento del pozo.

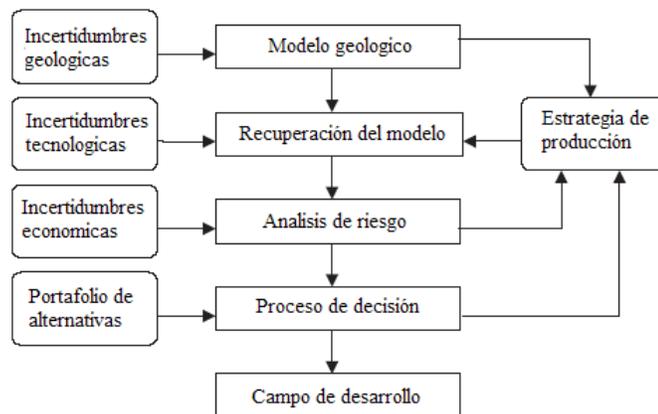


Figura 1.3. Manejo del proceso de decisión en el yacimiento

Otra de las contribuciones importantes enfocada a un análisis de riesgo combinado con el riesgo financiero fueron las realizadas por Walls y Dyer (1996) quienes desarrollaron un modelo de decisión teórico que permite medir la propensión de riesgo en compañías petroleras introduciendo una razón de tolerancia de riesgo (RTR). El modelo incorpora los cambios en el tamaño de la compañía y las relaciones que se presenta entre ellas. Mas tarde también Walls (2004) hace uso de teorías y técnicas financieras mas modernas para realizar un análisis basado en la optimización de Markowitz (Markowitz, 1952), este método se basa en la reducción del riesgo mediante la minimización de la desviación estándar. Estos estudios fueron aplicados a ejemplos típicos en la ingeniería del petróleo para la selección óptima de decisiones y nivelar la tolerancia del riesgo financiero.

Dada la preocupación por pronosticar el comportamiento de los yacimientos y pozos complejos, una aportación importante fue la realizada por Yeten *et al.* (2004) quienes proponen un método para determinar el funcionamiento óptimo de pozos inteligentes, *i.e.* pozos que contienen dispositivos de control a la entrada del cabezal. El método emplea una técnica de optimización en conjunto con un simulador del yacimiento. La optimización

presentada explica que, debido a la geología incierta, se genera el riesgo de fallas en los dispositivos de control. La técnica de optimización total mostró que existe variación significativa al ser aplicada a varios problemas que implican modelos geológicos diferentes. Este efecto es similar en la fiabilidad de los dispositivos de control.

Combinando la preocupación por maximizar la producción de los yacimientos y la preocupación por reducir los costos, la contribución de Barragán-Hernandez, *et al.* (2005) muestra en su trabajo una estrategia de simulación y optimización que permite determinar el comportamiento y definir la forma mas adecuada de operar los pozos de un sistema de producción de petróleo y/o gas, cumpliendo con las demandas acordadas a un costo de operación mínimo. En este trabajo, se establece un mecanismo de optimización de sistemas de producción de gas o petróleo incorporando el efecto de la no disponibilidad para producir en alguno de los pozos en alguno de los períodos de producción. La no disponibilidad se asume que depende exclusivamente por fallas de algún dispositivo o equipo del sistema, *i.e.* sin incorporar situaciones sindicales o políticas. La siguiente sección muestra los objetivos de este trabajo.

1.3. Descripción de objetivos

La producción de petróleo en la actualidad es de suma importancia ya que se ha considerado como un factor de evaluación de la riqueza de un país o nación. Actualmente existen una gran cantidad de contratos o tratados entre países y naciones relacionados a su comercialización con el fin de satisfacer sus necesidades energéticas. Eventualmente se generan contratos de compra-venta cuya no-satisfacción genera pérdidas cuantiosas al infractor. Por esta razón, es importante tener un cierto nivel de certidumbre sobre cuál sería la producción verdadera que puede proporcionar un sistema dado de producción de gas o petróleo. El propósito de este trabajo es disminuir la incertidumbre al incorporar el efecto de las fallas en el estimado de la capacidad de producción del sistema. Los resultados particulares permitirán visualizar si es posible satisfacer una demanda y cumplir con los tratados o contratos y así evitar demandas insatisfechas y posibles multas.

Adicionalmente, se considero apropiado hacer uso de un software comercial para la estimación de la producción de cada pozo. *Petroleum Experts* amablemente proporcionó sus programas GAP, PROSPER y MBAL para este propósito.

1.4. Descripción del trabajo

La metodología empleada en el proyecto se basa fundamentalmente en el uso del software *Petroleum Experts* IPM 6.0 para generar las producciones totales para un sistema dado de producción de gas y otro de petróleo. Así, se desarrolló una simulación Monte Carlo para la generación aleatoria de fallas que pudiera presentar cada pozo. Las fallas fueron obtenidas del trabajo OREDA (OREDA, 2002) el cual reporta la probabilidad de ocurrencia de las fallas incluyendo tipo y la probabilidad del número de días de paro generados a causa de esa falla. Esta información es incorporada en el cálculo de la programación óptima de la producción total para, eventualmente, calcular su afectación en la producción y realizar el análisis de riesgo final.

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: El Capítulo 1 **se presentó una breve introducción y una revisión bibliográfica** de los trabajos que han contribuido de manera importante en el desarrollo de metodologías para la identificación, evaluación y cuantificación del riesgo en sistemas de exploración y producción de petróleo. En el Capítulo 2 se presentan las bases teóricas y algunos aspectos generales de los yacimientos. En el Capítulo 3 se presenta una descripción detallada de los problemas a modelar y a resolver mediante el software *Petroleum Experts* para el cálculo de la producción. El Capítulo 4 presenta algunas generalidades sobre el manejo del riesgo, algunos conceptos de probabilidad y la metodología empleada para el análisis de riesgo. Finalmente, el Capítulo 5 contiene las conclusiones e incluye algunas recomendaciones apropiadas para continuar con esta línea de investigación.

CAPÍTULO 2

Descripción de los Yacimientos

En este capítulo se presenta de forma breve algunas de las bases teóricas y aspectos generales sobre los yacimientos y algunas de sus propiedades.

2.1 Clasificación de los yacimientos

En general, los depósitos pueden ser clasificados básicamente en dos tipos (Ahmed, 2001).

Estos son:

- a) *Yacimientos de gas*. Se clasifican como yacimientos de gas en los que la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica del fluido de hidrocarburo en el yacimiento.
- b) *Yacimientos de petróleo*. Se clasifica como yacimientos de petróleo a los yacimientos en los que la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica del fluido de hidrocarburo en el yacimiento.

Los yacimientos de petróleo involucran a los yacimientos de petróleo pesado, petróleo *Black oil* y petróleo volátil. Los yacimientos de gas incluyen los yacimientos de gas condensado, yacimientos de gas húmedo y yacimientos de gas seco. Cada una de estas clases tiene diferente comportamiento de producción y requiere diferentes estrategias de producción para maximizar la recuperación del petróleo y/o gas. En la *Tabla 2.1* tomada de Carrillo Barandiaran (2006) cita algunas características esenciales del comportamiento de estas clases.

Desde el punto de vista técnico, los diferentes tipos de yacimientos dependen de:

- La composición de la mezcla de hidrocarburo de depósito

- La presión inicial y temperatura del depósito.
- Presión y temperatura de producción de superficie

Tabla 2.1. Características de los tipos de yacimientos

Fluido	Comentarios
Crudo Pesado (<i>Heavy oil</i>)	Alta viscosidad (mayor a 10 cp), alta densidad e insignificante GOR. Puede ser un petróleo degradado.
Petróleo Negro (<i>Black -oil</i>)	Conocido también como un sistema de gas disuelto y constituye la mayoría de yacimientos de petróleo. La temperatura crítica es mayor que la temperatura del yacimiento. Presenta GOR entre 200 – 700 scf/STB.
Crudo Volátil (<i>Volatile -oil</i>)	Petróleo de muy baja gravedad específica. Existe en una región de dos fases. La fase líquida tiene muy alta relación de gas disuelto en el petróleo y la fase gas puede producir un volumen sustancial de líquidos a condiciones estándar. Presenta GOR entre 2,000 – 8,000 scf/STB.
Gas condensado (<i>Gas condensate</i>)	Existe una sola fase de gas a condiciones del yacimiento pero puede comportarse de manera retrograda para producir líquidos a condiciones estándar. Presenta GOR entre 20,000 – 100,000 scf/STB.
Gas seco (<i>Dry gas</i>)	Esencialmente toda la mezcla se encuentra en fase gas a condiciones del yacimiento. Presenta GOR mayores a 100,000 scf/STB.

De acuerdo con los niveles de temperatura y presión iniciales del yacimiento, los tipos de yacimientos pueden ubicarse en el diagrama de dos fases que relacionan ambas variables. En la *Figura 2.4* tomada de Ahmed (2001) muestra uno de estos diagramas para un sistema multicomponente con una composición global específica. Para captar totalmente la

importancia de los diagramas de temperatura y presión, es conveniente identificar y definir los puntos claves siguientes sobre estos diagramas:

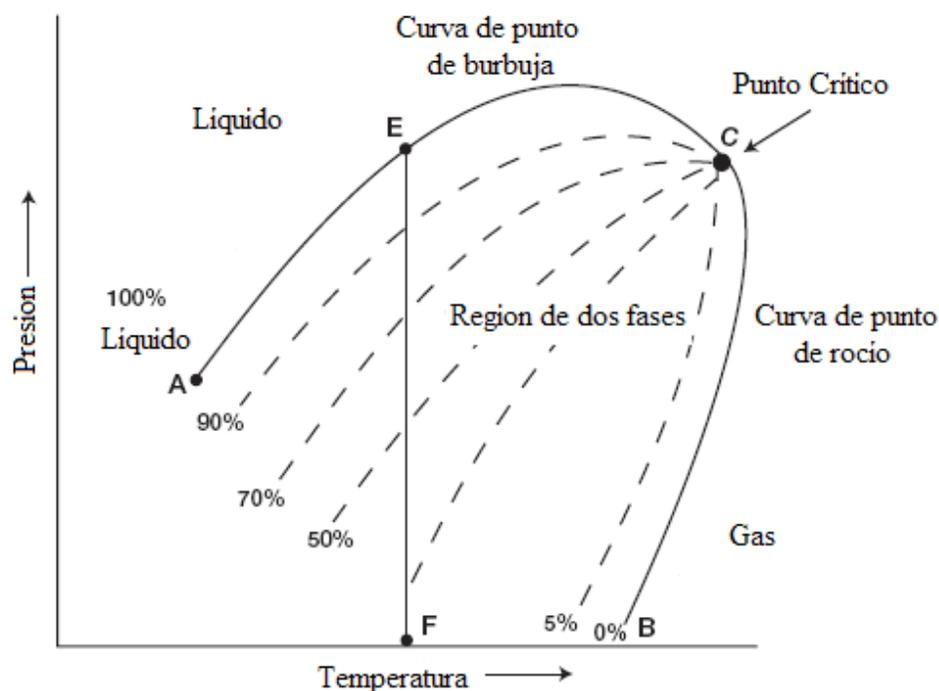


Figura 2.1. Diagrama de fases P vs T multicomponente

- *Temperatura crítica (T_c)*. Corresponde a la temperatura más alta a la cual una especie química pura existe en equilibrio vapor/líquido.
- *Presión crítica (P_c)*. La presión de vapor de una sustancia en su temperatura crítica.
- *Punto crítico*. Para una mezcla multicomponente se menciona como el estado de presión y temperatura en la cual todas las propiedades intensivas de las fases de gas y líquidas son iguales.
- *Cricondentherm (T_{ct})*. Es definido como la mayor temperatura a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

-
- *Cricondenbar* (P_{cb}). Es definido como la mayor presión a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.
 - *Punto de rocío*. Es la temperatura a una presión dada o la presión a una temperatura dada, en la cual se inicia la condensación de un gas o vapor, *i.e.* se refiere a la condición en la cual desaparecen las últimas gotas de líquido.
 - *Punto de burbuja*. La temperatura a una presión dada o la presión a una temperatura dada, a la cual aparece la primera burbuja de vapor en el líquido.

2.2 Propiedades de los yacimientos

En esta sección se describen algunas propiedades básicas de los yacimientos que influyen en el nivel de producción de los pozos.

2.2.1 Permeabilidad

En 1856, un ingeniero francés, Henry Darcy, desarrolló el primer estudio sistemático del movimiento del agua a través de un medio poroso. En este estudio se analizó el movimiento del agua a través de lechos de arena usados para la filtración de agua. Darcy encontró que la velocidad a la cual el agua fluye a través del medio poroso es directamente proporcional a la diferencia de altura entre los dos extremos del lecho filtrante, e inversamente proporcional a la longitud del lecho (Espinoza, 2004). La *Figura 2.5* tomada de la UJI (2003) muestra una tubería horizontal llena con arena en la cual se aplica agua mediante presión a través del extremo A, la cual fluye y se descarga a través del extremo B. Darcy encontró experimentalmente que la descarga q , es directamente proporcional a la diferencia de nivel del agua entre A y B, e inversamente proporcional a la longitud de la tubería L .

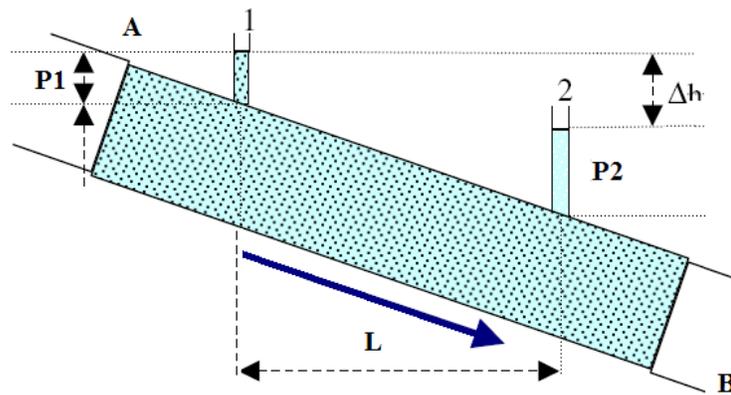


Figura 2.2. Experimento de Darcy

La velocidad del fluido se calcula con la ecuación (2.1), formulándola en términos de flujo volumétrico q , mostrada en la ecuación (2.2) (Beggs, 2003):

$$v = \frac{k}{\mu_o} \frac{dp}{dx} \quad (2.1)$$

$$q = vA = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.2)$$

donde k es la permeabilidad del medio poroso, v = velocidad del fluido aparente, q = flujo volumétrico, A = área de abertura de flujo, μ_o = viscosidad del fluido y $\frac{dp}{dx}$ = gradiente de presión en la dirección del flujo (negativo).

La *Tabla 2.2* tomada de Beggs (2003) muestra las unidades empleadas en las ecuaciones originales de la ley de Darcy, así como las unidades típicamente empleadas en el sector petrolero. Por otro lado, la *Tabla 2.3* tomada de Espinoza (2004) muestra ejemplos de algunos tipos de materiales y su permeabilidad intrínseca de acuerdo a cada material.

Tabla 2.2. Unidades de la ley de Darcy

Variable	Símbolo	Unidades	
		Darcy	Yacimiento
Flujo volumétrico	q	cc/sec	bbl/día
Permeabilidad	k	Darcys	md
Área	A	cm ²	ft ²
Presión	P	atm	psi
Viscosidad	μ	cp	cp
Longitud	L	cm	Ft

Tabla 2.3. Ejemplos de permeabilidades de algunos materiales

Material	Permeabilidad (darcys)
Arcilla	$10^{-6} - 10^{-3}$
Limo, limos arenosos, arenas arcillosas	$10^{-3} - 10^{-1}$
Arenas limosas, arenas finas	$10^{-2} - 1$
Arenas bien distribuidas	$1 - 10^2$
Gravas bien distribuidas	$10 - 10^3$

2.2.2 Porosidad

La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenaje (el volumen de poro, V_p) que es capaz de contener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la proporción del volumen de poro al volumen total (el volumen del *bulk*, V_b). Esta

característica es determinada matemáticamente por la relación generalizada siguiente (Economides *et al.*, 1994):

$$\text{Porosidad} = \frac{V_p}{V_b} \quad (2.3)$$

Esta se expresa como (ϕ). La porosidad comúnmente puede tomar valores que van desde 0.1 hasta 0.3.

2.2.3 Densidad del fluido

El cálculo de la densidad para un fluido de dos fases requiere valores de densidades del gas, del aceite y del agua (Beggs, 2003). La gravedad específica de un gas es definida como la proporción de la densidad del gas a la del aire. La densidad es medida o expresada a la misma presión y temperatura.

$$\gamma_g = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{air}} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} = \frac{M_g}{M_{air}} \quad (2.4)$$

El peso molecular usual del aire es 28.97 (79% de Nitrógeno y 28% Oxígeno, aproximadamente), por lo cual se tiene:

$$\gamma_g = \frac{\sum y_i MW_i}{28.97} \quad (2.5)$$

donde MW_i y y_i son el peso molecular y la fracción mol, respectivamente, de un componente individual.

La gravedad específica de un líquido es definida como la proporción de la densidad del líquido a la del agua pura:

$$\gamma_L = \left(\frac{\rho_L}{\rho_w} \right)_{Psc, Tsc} \quad (2.6)$$

En la industria del petróleo es común expresar la gravedad en términos de la gravedad API del aceite:

$$\gamma_L = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (2.7)$$

donde la gravedad API, por sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua, en la *Tabla 2.4* se muestra los tipos de petróleo en base a su densidad y grados API tomada de IMP (2008).

Tabla 2.4. Tipos de petróleo

Aceite crudo	Densidad (g/ cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Súperligero	< 0.83	> 39

El efecto del gas en solución en el agua se ignora muy a menudo cuando esté es muy bajo comparado con el del aceite. Sin embargo se deben considerar los efectos de los sólidos disueltos y la temperatura.

2.2.4 Factor Dietz

Rara vez los pozos tienen áreas de drenaje de forma regular. El área de drenaje comúnmente es deformada después de que la producción comienza, debido a la presencia de fronteras naturales o debido a producciones laterales en pozos contiguos.

En 1965 Dietz demostró que todas las configuraciones de pozos/yacimientos dependen de la forma y de la posición del pozo tomando así un factor de forma característico. La *Figura 2.8* tomada de Economides *et al.* (1994) muestra todos los factores Dietz para las diversas formas diferentes y posiciones del pozo para un área de drenaje.

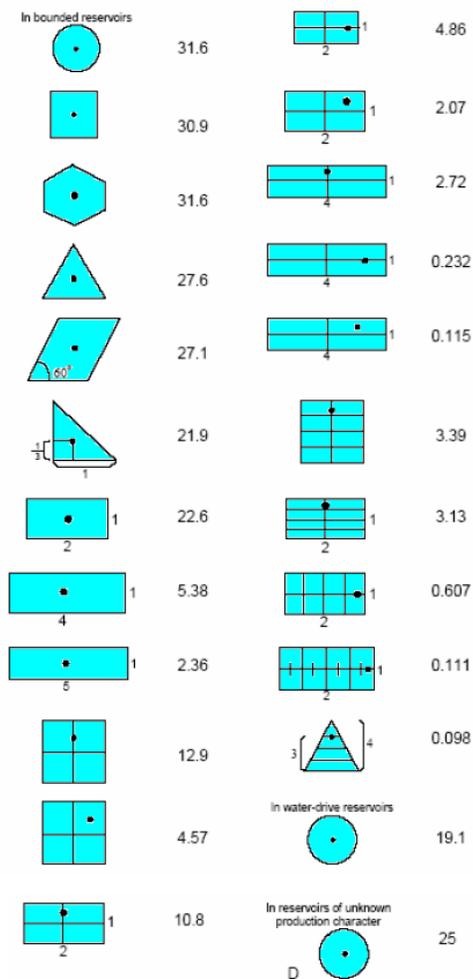


Figura 2.3. Factores de Dietz

2.2.5 Factor de skin

No es insólito que materiales como el líquido filtrado de fango, la mezcla de cemento, o partículas de arcilla puedan entrar o formarse durante el proceso de perforación, en la terminación o inclusive en las operaciones de trabajo. A causa de esto es posible que se llegue a reducir la permeabilidad alrededor de la boca del pozo (*wellbore*). Este efecto comúnmente es llamado como daño en el *wellbore* y la región de alteración de permeabilidad es llamada zona de *skin*.

Esta zona puede extenderse desde unas pulgadas a varios pies del *wellbore*. Muchos otros pozos son estimulados por la acidificación o la fractura que en efecto aumentan la permeabilidad cerca del mismo. Así, la permeabilidad cerca del *wellbore* es siempre diferente de la permeabilidad lejos del pozo donde la formación no ha sido afectada por la perforación. La *Figura 2.7* tomada de Ahmed (2001) muestra una ilustración esquemática de la zona del *wellbore*.

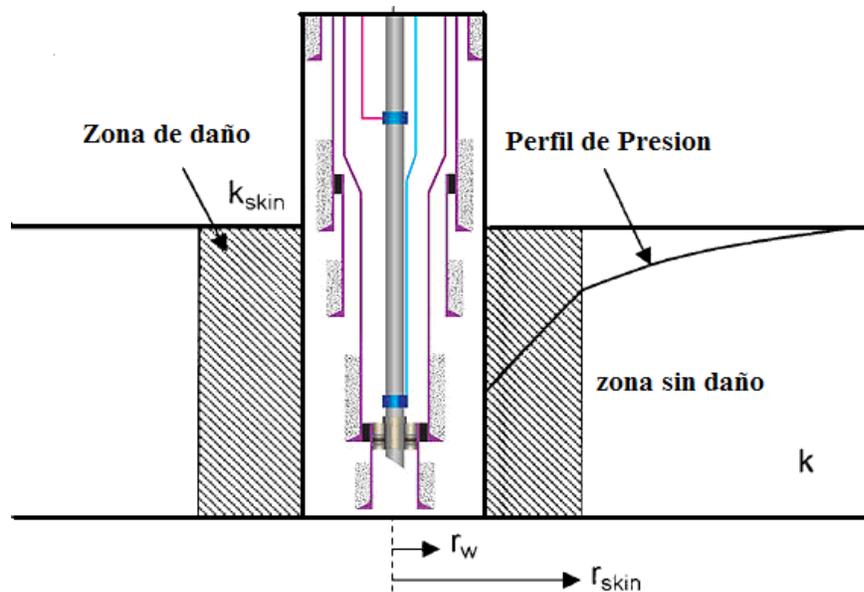


Figura 2.4. Efecto de *skin* cerca del *Wellbore*

El resultado del efecto de la alteración de la permeabilidad alrededor del *wellbore* es llamado el efecto *skin* en el cual pueden existir tres resultados posibles (Ahmed, 2001):

- Factor *skin* Positivo, $s > 0$. Cuando la permeabilidad alrededor del *wellbore*, k_{skin} es menor que la permeabilidad de formación, k existe un factor positivo de *skin* y la profundidad del daño, r_{skin} aumenta. Lo que indica una zona dañada cerca del *wellbore*.
- Factor Negativo, $s < 0$. Cuando la permeabilidad alrededor del *wellbore*, k_{skin} es más alta que la permeabilidad de formación k , existe un factor negativo de *skin*. Este factor negativo indica una condición del *wellbore* mejorada.
- Factor *skin* cero, $s = 0$. Cero *skin* ocurre cuando no existe ninguna alteración en la permeabilidad observada alrededor del *wellbore*, $k_{skin} = k$.

Los conceptos descritos en este capítulo son necesarios para proporcionar una descripción de los sistemas de producción de gas y petróleo. Los paquetes computacionales usados en este trabajo requieren de las definiciones apropiadas de los parámetros que modelan el comportamiento del sistema. El siguiente capítulo muestra el uso de estos paquetes aplicados a los casos de estudio analizados posteriormente para incorporar el análisis del riesgo por efecto de las fallas probables.

CAPÍTULO 3

Sistemas de producción de gas y petróleo en GAP, PROSPER y MBAL

En este capítulo se presenta una descripción detallada de los problemas a modelar y a resolver, así como el desarrollo conceptual y teórico en el programa comercial de los casos de estudio para la solución de los mismos.

3.1 Introducción

Para el desarrollo del proyecto se plantearon dos sistemas: un sistema de producción de gas y un sistema de producción de petróleo. Se utilizó el software “*Petroleum Experts*” que esta integrado principalmente de tres paquetes GAP, PROSPER y MBAL y que permiten el modelado del sistema completo. GAP es el optimizador que une a PROSPER y a MBAL para modelar el sistema de producción y realizar la predicción. En él se desarrolla el esquema del sistema de producción de interés, y se detalla el tipo de producción que se realizara entre las que pueden mencionarse sistemas de producción de petróleo, de gas y condensado, además de sistema de inyección. En PROSPER se generan los modelos para describir el comportamiento del pozo, se realiza el detallado de la tubería, y se especifican las características del fluido y de la superficie. En MBAL se generan los modelos para el yacimiento y se detallan las características del mismo, entre las que destacan la cantidad original existente de petróleo y/o gas, la porosidad, y la indicación de la fecha en que se desea iniciara la predicción.

Los sistemas usados como casos de estudio en este trabajo constan de dos yacimientos con seis pozos cada yacimiento, tanto para el sistema de producción de gas como para el sistema de producción de petróleo. Las características de los sistemas se asignaron basándose en la revisión de bibliografía y artículos de algunos casos de yacimientos reales. Se compararon algunas propiedades y parámetros que describen el comportamiento de los yacimientos, con el fin de procurar tener un buen criterio de selección de parámetros para plantear un sistema hipotético que se pueda asemejar a la realidad. Cabe resaltar que los sistemas planteados son con fines académicos, y que el fin del trabajo es la realización del análisis de riesgo para determinar la afectación de las fallas en estos sistemas. A continuación se muestran las consideraciones tomadas y el desarrollo para cada caso.

3.2 Sistema de producción de gas

Para el sistema de gas se consideró que el método de optimización y el tipo de yacimiento son de *producción*. El modelo es de tipo composicional para poder editar las composiciones del sistema. La *Tabla 3.1* muestra las condiciones establecidas para este sistema y la *Figura 3.1* muestra el esquema generado en GAP para el caso del sistema de producción de gas.

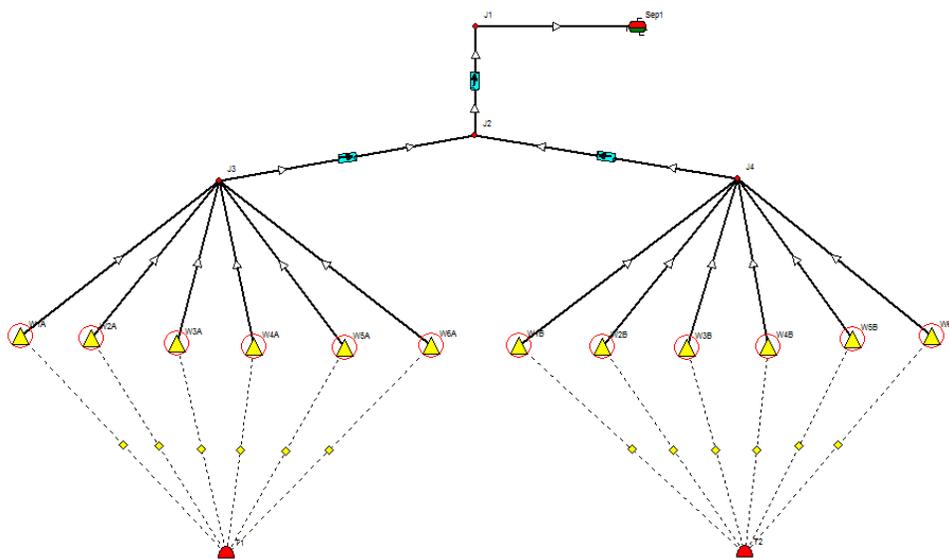


Figura 3.1. Esquema del sistema de producción de gas

Tabla 3.1. Condiciones del sistema de producción de gas

Condiciones	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Temperatura Yacimiento	290 °F	230 °F
Presión Yacimiento	6000 psig	5000 psig
Presión del Separador	640 psig	640 psig
Permeabilidad	60 md	40 md
Gas inicial	600,000 MMscf	400,000 MMscf
Relación gas/oil (GOR)	10 ⁶	10 ⁶
Salinidad	1,000 ppm	10,000 ppm
Porosidad	0.2	0.17

3.2.1 Desarrollo

Las propiedades y condiciones a las que se encuentran cada uno de los pozos y los yacimientos empleados en el sistema de producción son editadas con el fin de incorporar los datos necesarios para la definición del sistema completo en cada caso.

3.2.1.1 Modelado del Pozo en (PROSPER)

El método de cálculo empleado para estimar las propiedades termodinámicas fue la ecuación de estado cúbica “*Peng Robinson*” que es ampliamente usada y desarrollada de manera específica para cálculos de equilibrio vapor/líquido. Es importante destacar que el fluido producido en los pozos normalmente pasa a través de las condiciones de un comportamiento de condensación retrogrado. A continuación se muestra las características adicionales fijadas para este sistema:

Descripción del fluido:

- Fluido: Condensación retrograda.
- Método: Ecuación de estado (Peng Robinson).
- Separador: Multi – estados.
- Viscosidad del agua: Uso de la correlación default.

Descripción del pozo:

- Tipo de pozo: Producción
- Tipo de flujo: Flujo por tubería

Tipo de cálculo

- Predicción: Presión y temperatura.
- Modelo: Aproximación.

Entrada de datos PVT:

Las composiciones utilizadas fueron tomadas para un sistema de gas común de Economides *et al.* (1994). Las propiedades generales de componentes puros fueron tomadas de Walas (1985). En la *Figura 3.2* se muestra el cuadro de dialogo para la entrada de datos, y la *Figura 3.3* muestra las propiedades generadas automáticamente por el software al finalizar los datos de las composiciones. Estos valores son utilizados posteriormente para la generación de los modelos.

Datos de equipo:*Tubing:*

- Longitud: 16250 ft
- Diámetro: 3.96 in
- Aspereza: 0.0006 in

Casing:

- Longitud: 16500 ft
- Diámetro: 6 in

– Aspereza: 0.0006 in

Edit Composition

Done Cancel Generate BI Coeffs... Phase Env... Help DLL Info Save Export
 Export...PRP Import...PRP Fill in Table Reset Comp Properties Target GOR Interpolate Recall Report

EOS
 Optimisation
 Volum
 Separator Calc

	Name	Mole Percent (percent)	Critical Temp. (deg F)	Critical Pressure (psig)	Critical Volume (ft ³ /lb.mole)	Acentric Factor	Molecular Weight	Specific Gravity (sp. gravity)	Boiling Point (deg F)	Volume Shift	Dme
1	c1	87.5	-115.7	673	1.5796	0.012	16.04		-258.682	0	
2	c2	8.3	90.33	706.62	2.3309	0.1	30.07		-127.48	0	
3	c3	2.1	206.33	618	3.204	0.152	44.1		-43.834	0	
4	ic4	0.6	273.33	530	4.2132	0.176	58.12		10.67	0	
5	nc4	0.2	306.33	551	4.0851	0.2	58.12		31.118	0	
6	ic5	0.3	370.33	482	4.9021	0.227	72.15		82.13	0	
7	nc5	0.8	387.33	485	4.9822	0.252	72.15		96.926	0	
8	nc6	0.1	455.33	434	5.8954	0.301	86.18		155.714	0	
9	c7	0.1	564.33	361	7.8818	0.394	114.23		258.17	0	
10											

Calculation Type: Calculated From EOS Model Reservoir Temperature: 290 (deg F) Salinity: 10000 (ppm)

Figura 3.2. Cuadro de dialogo para la entrada de composiciones y propiedades

Black Oil Properties

Results

Formation GOR: 1e6 (scf/STB)
 Formation CGR: 1 (STB/MMscf)
 Oil Gravity: 40 API
 Gas Gravity: 0.65295

OK
 More
 Help

Figura 3.3. Propiedades calculadas por el software

Parámetros térmicos:

- Coeficiente de transferencia de calor: 5 BTU/h/ft²/F
- Cp oil: 0.53 BTU/lb/F
- Cp gas: 0.51 BTU/lb/F
- Cp agua: 1 BTU/lb/F

Modelos:

Uno de los parámetros principales para modelar los pozos es la relación del rendimiento del flujo, en inglés *Inflow performance relationship* (IPR). La *Figura 3.4* muestra el cuadro de dialogo de Prosper que consta de varias opciones para la selección del modelo en el yacimiento. Para este caso se trabajó con el modelo de *Petroleum Experts* con factor de *skin* entero para modelar los pozos. La *Figura 3.5* muestra la continuación del cuadro de dialogo que permite editar las características de la superficie a considerar, entre las cuales se tiene un factor de *Dietz* regular de 31.6, un radio del *wellbore* común de 0.354, y *drainage área* 2500 acres. La *Figura 3.6* muestra el cálculo del IPR generada por el software para el yacimiento 1 debido a las consideraciones anteriores y, la *Figura 3.7*, muestra el cálculo del IPR para el yacimiento 2 considerando las diferencias respectivas mostradas anteriormente en la *Tabla 3.1* para el sistema de producción de gas.

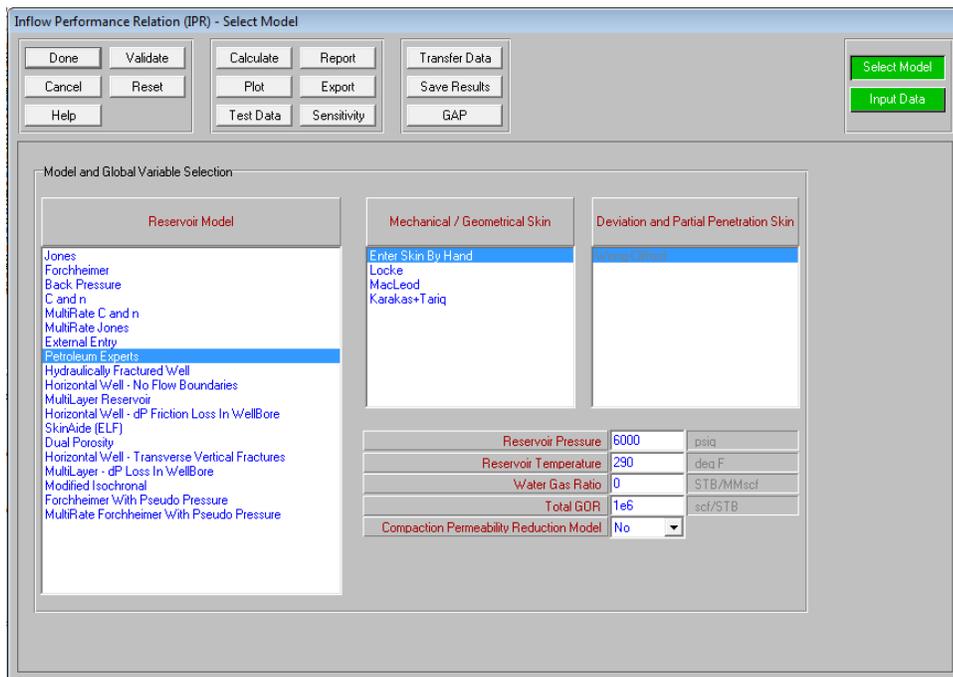


Figura 3.4. Cuadro de dialogo para la selección del modelo del pozo

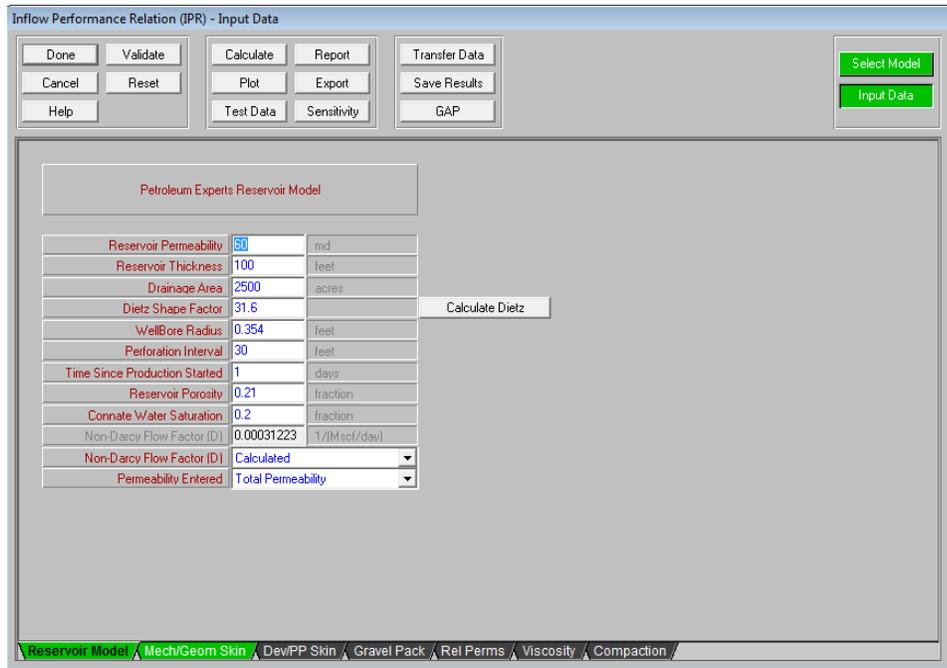


Figura 3.5. Continuación del cuadro de dialogo del modelo del pozo

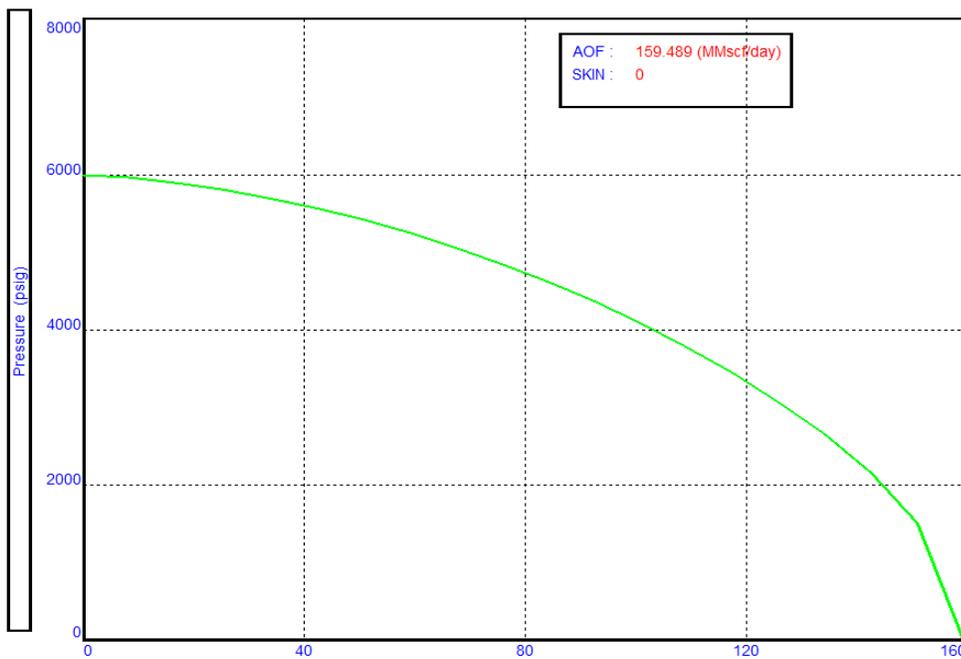


Figura 3.6. Grafico del IPR para el yacimiento 1

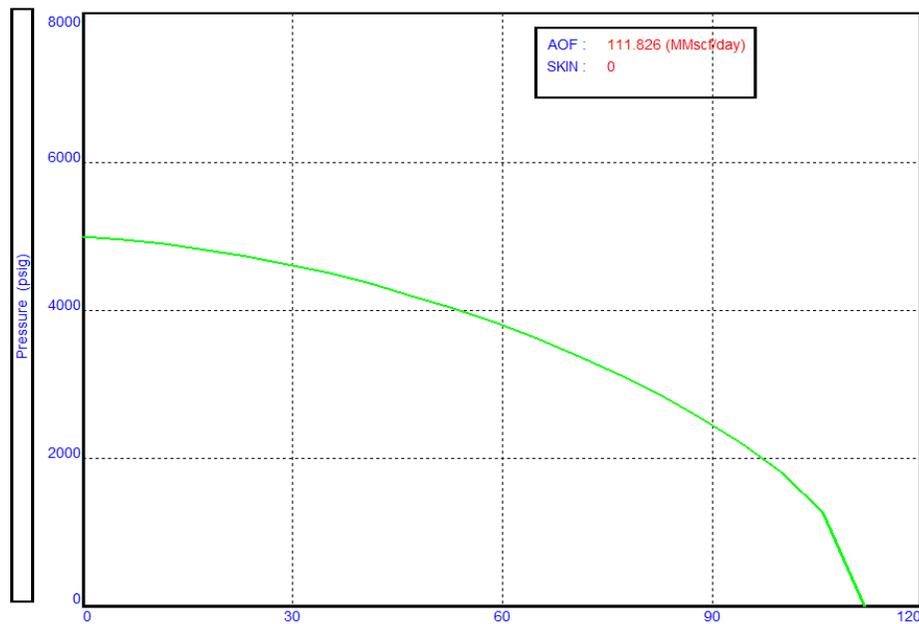


Figura 3.7. Grafico IPR para el yacimiento 2

3.2.1.2 Modelo en el Yacimiento en (MBAL)

Para la generación de los modelos en los yacimientos se consideraron yacimientos de gas, para un año de producción con las características que se describen a continuación:

Opciones del sistema:

- Fluido en el yacimiento: Gas
- Modelo en el yacimiento: Yacimiento simple
- Historia de la producción: Por yacimiento.

Entrada de parámetros:

- Gravedad del gas: 0.65295
- Gravedad del aceite: 40 API
- Porosidad: 0.2

La *Figura 3.8* muestra el cuadro de dialogo para editar las propiedades en el yacimiento incluyendo tanto las calculadas por el software como las que se establecieron para este trabajo. La *Figura 3.9* muestra el cuadro de dialogo para editar los datos de las condiciones a las que se encuentra el yacimiento y se declara la fecha de inicio en que comenzará la predicción.

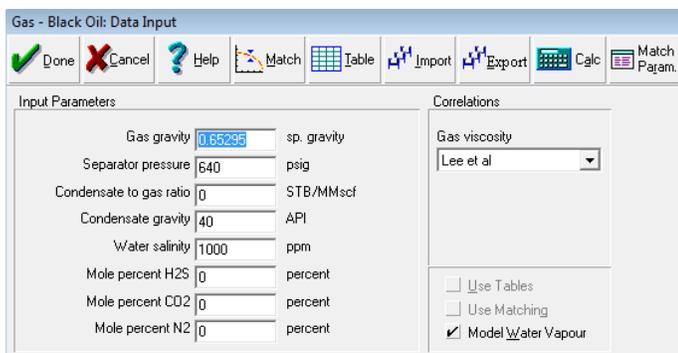


Figura 3.8. Cuadro de dialogo de entrada de propiedades del yacimiento

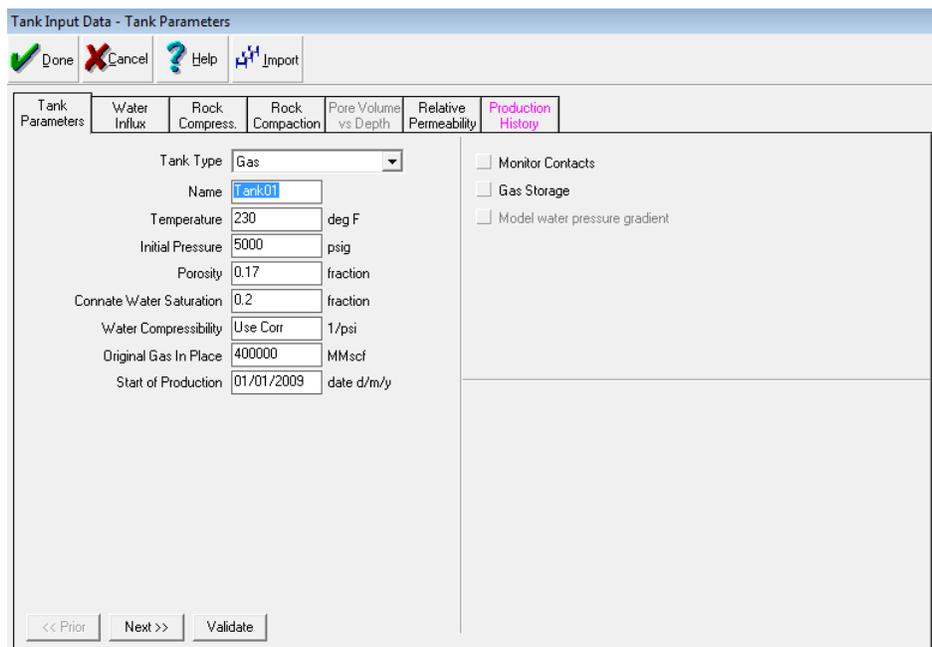


Figura 3.9. Cuadro de dialogo de entrada de datos del yacimiento

3.2.2 Resultados

Los resultados que se muestran en esta sección son los generados por el software para el caso de estudio planteado anteriormente con las consideraciones especificadas. La predicción se realizó para un año comenzando el 1 de Enero del 2009. Cabe señalar que los resultados obtenidos no consideran las fallas que se pudieran presentar a lo largo del proceso. Estos resultados generados son válidos si el sistema trabajara a su máxima capacidad. Las *Figuras 3.10* y *3.11* muestran la curva de la predicción de la producción obtenida por el software para cada yacimiento respectivamente. Realizando una comparación de la predicción de la producción entre ambos yacimientos, la *Figura 3.12* muestra la comparación de forma grafica para ambos yacimientos. La *Figura 3.13* muestra la predicción de la producción obtenida para los pozos y, finalmente, la *Figura 3.14* muestra gráficamente el comportamiento en la predicción de la producción total del sistema.

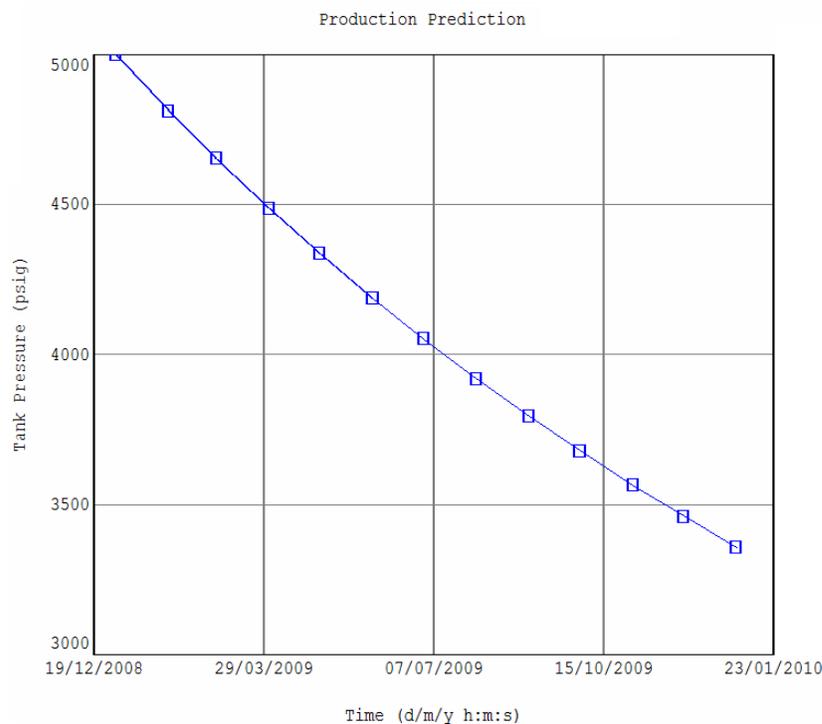


Figura 3.10. Comportamiento del yacimiento 1

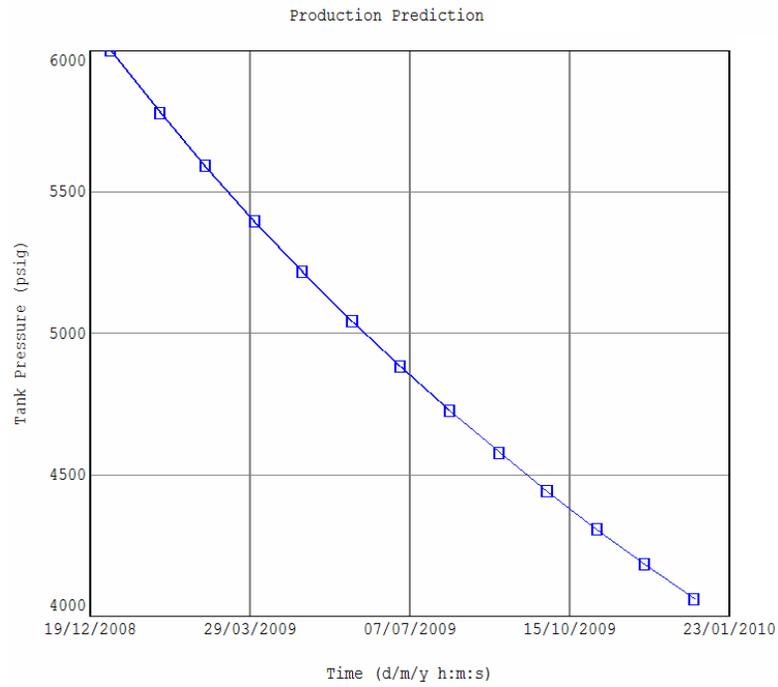


Figura 3.11. Comportamiento del yacimiento 2

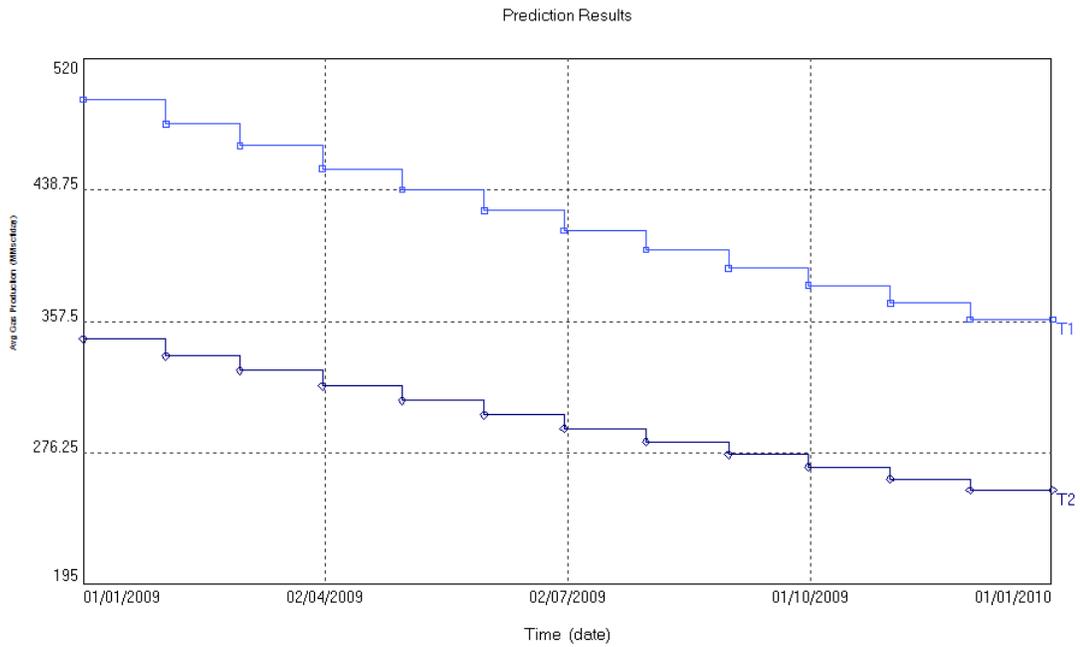


Figura 3.12. Comparación de la predicción de ambos yacimientos

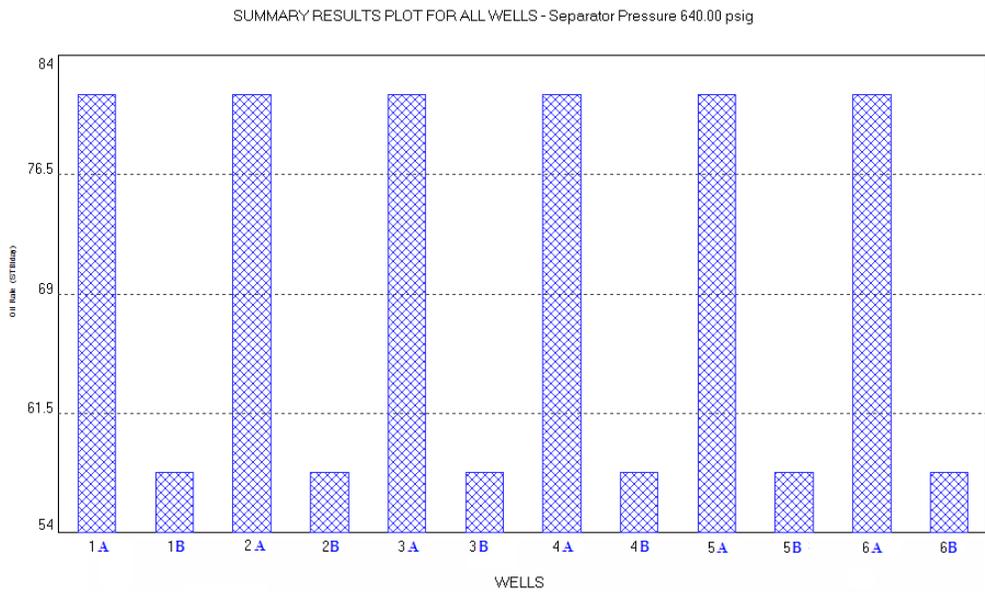


Figura 3.13. Predicción de la Producción de los pozos

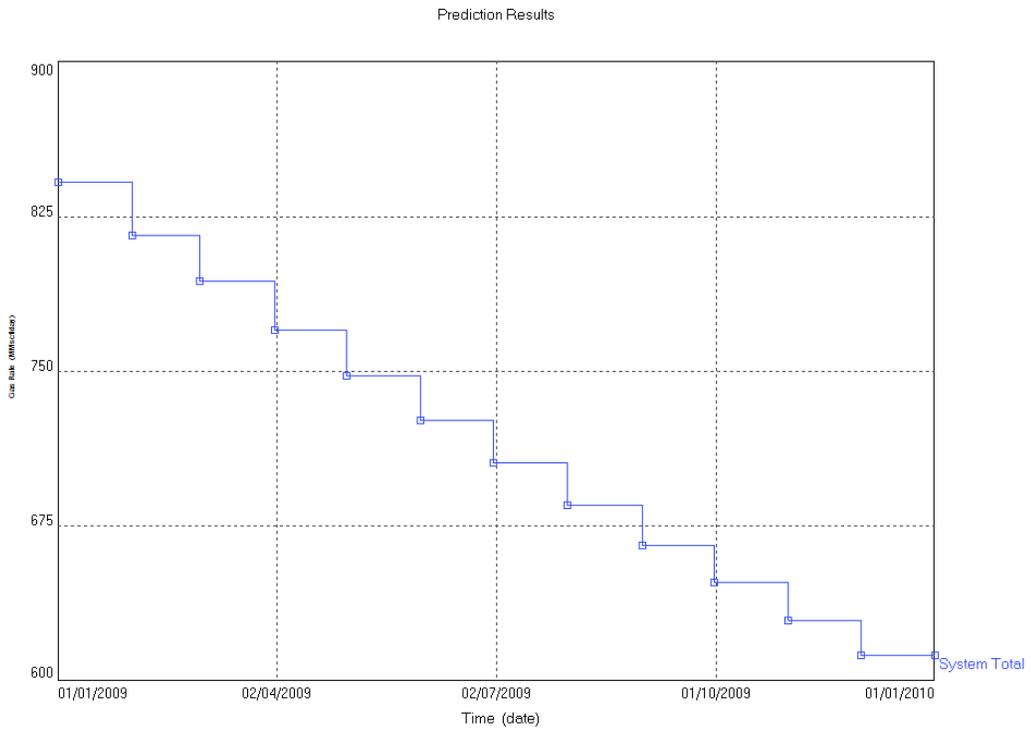


Figura 3.14. Comportamiento total del sistema

El resultado final de la predicción de la producción calculada por el software es de 166,142.756 MMscf para el yacimiento 1, y 114,545.228 MMscf para el yacimiento 2, sumando ambas cantidades se tiene una producción total máxima para un periodo de un año de 280,687.228 MMscf. Cabe señalar que estas producciones son sin considerar aún las fallas que pudieran presentarse a lo largo del desarrollo del proceso.

3.3 Sistema de producción de petróleo

Para el sistema de aceite se considera que el tipo y el método de optimización son de *producción*. Se realizó para un aceite pesado y método de *Black oil*, que es un modelo de flujo de fluidos que asume que a lo más existen tres fases distintas en el yacimiento: Petróleo, Agua y Gas. El agua y el petróleo se asumen inmiscibles y que no existen intercambio de masa o cambio de fase entre ellos. Se asume además que el gas es soluble en el petróleo pero no en el agua (García, 2008). La *Figura 3.15* muestra el esquema generado en GAP para el sistema de producción de aceite. La *Tabla 3.2* muestran las condiciones establecidas para este sistema.

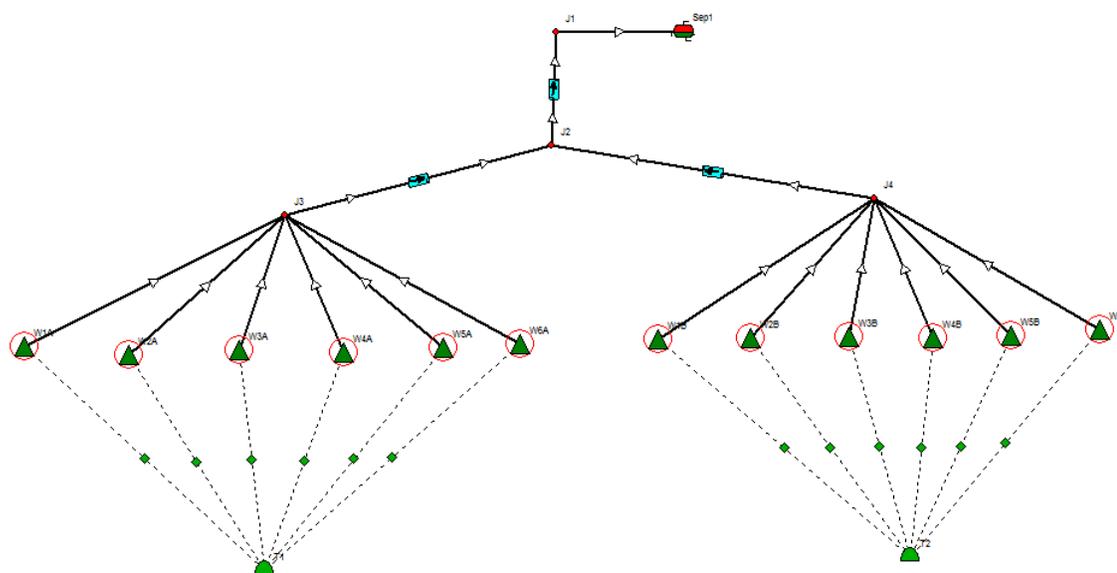


Figura 3.15. Esquema del sistema de producción de aceite

Tabla 3.2. Condiciones del sistema de producción de aceite

Condiciones	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Temperatura Yacimiento	250 °F	230 °F
Presión Yacimiento	9000 psig	8000 psig
Presión del Separador	640 psig	640 psig
Permeabilidad	60 md	40 md
Aceite inicial	600 MMSTB	400 MMSTB
Relación gas/oil (GOR)	680 scf/STB	625 scf/STB
Salinidad	1,000 ppm	10,000 ppm
<i>Oil gravity</i>	20 API	15 API
<i>Gas gravity</i>	0.65	0.6
Porosidad	0.2	0.17

3.3.1 Desarrollo.

Al igual que el sistema de gas es indispensable incorporar los datos necesarios para la definición del sistema completo.

3.3.1.1 Modelado del Pozo en (PROSPER)

El método de cálculo empleado fue “*Black oil*” como se mencionó anteriormente. Las consideraciones desarrolladas para el sistema se describen a continuación:

Descripción del fluido:

- Fluido: Petróleo y agua.
- Método: Black oil.
- Separador: Estado simple.

-
- Modelo de viscosidad: Fluido newtoniano
 - Viscosidad del agua: Uso de la correlación default.

Descripción del pozo:

- Tipo de pozo: Producción
- Tipo de flujo: Flujo por tubería

Tipo de cálculo:

- Predicción: Presión y temperatura.
- Modelo: Aproximación.

Entrada de datos PVT:

En la edición de los datos PVT se consideró que el sistema no cuenta con impurezas debido a que las fracciones de estas impurezas en ocasiones suelen ser muy pequeñas. La *Figura 3.16* muestra el cuadro de edición de los datos de las condiciones del sistema considerando las respectivas diferencias mostradas anteriormente en la *Tabla 3.2* para cada yacimiento.

Datos de equipo:

Tubing:

- Longitud: 16250 ft
- Diámetro: 3.96 in
- Aspereza: 0.0006 in

Casing:

- Longitud: 16500 ft
- Diámetro: 6 in
- Aspereza: 0.0006 in

Parámetros térmicos:

- Coeficiente de transferencia de calor: 5 BTU/h/ft²/F

- Cp oil: 0.53 BTU/lb/F
- Cp gas: 0.51 BTU/lb/F
- Cp agua: 1 BTU/lb/F

Figura 3.16. Cuadro de dialogo para la entrada de datos PVT

Modelos:

Para el caso del sistema de aceite el (IPR) generado se desarrollo con el modelo de *Darcy* y con el factor de *skin* entero para modelar los pozos. La *Figura 3.17* muestra el cuadro de dialogo de Prosper para la selección del modelo en el yacimiento. La *Figura 3.18* muestra la continuación del cuadro de dialogo, mostrado en la *Figura 3.17*, que permite editar las características de la superficie a considerar las cuales son un factor de *Dietz* regular de 31.6, un radio del *wellbore* común de 0.354, y *drainage area* 2500 acres, similar al sistema de gas. La *Figura 3.19* muestra el cálculo del IPR generada por el software para el yacimiento 1 debido a las consideraciones anteriores y la *Figura 3.20* muestra el cálculo del IPR para el yacimiento 2 considerando las respectivas diferencias mostradas anteriormente en la *Tabla 3.2* para el sistema de producción de aceite.

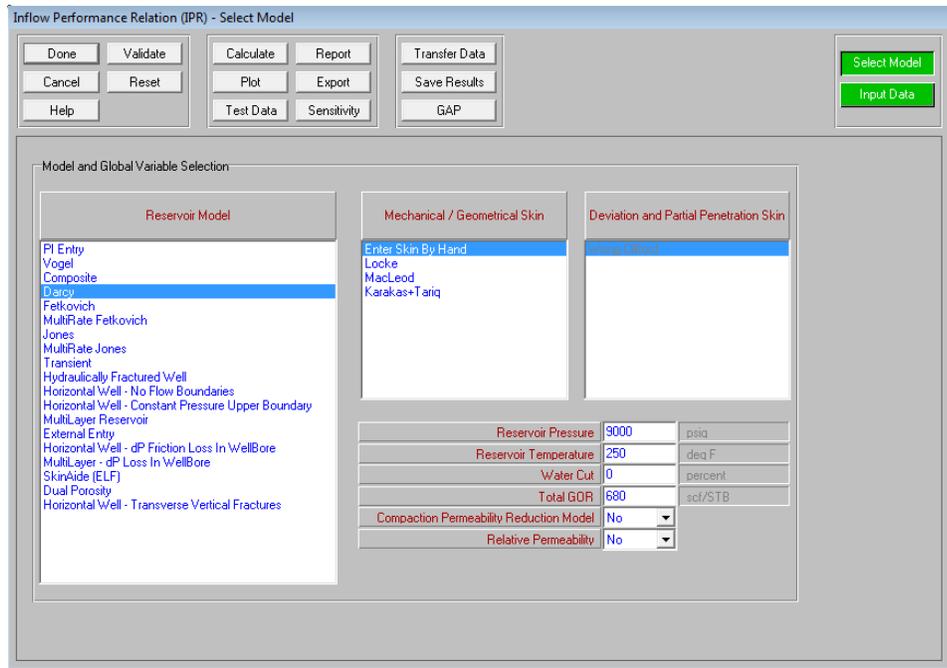


Figura 3.17. Cuadro de dialogo para la selección del modelo del pozo

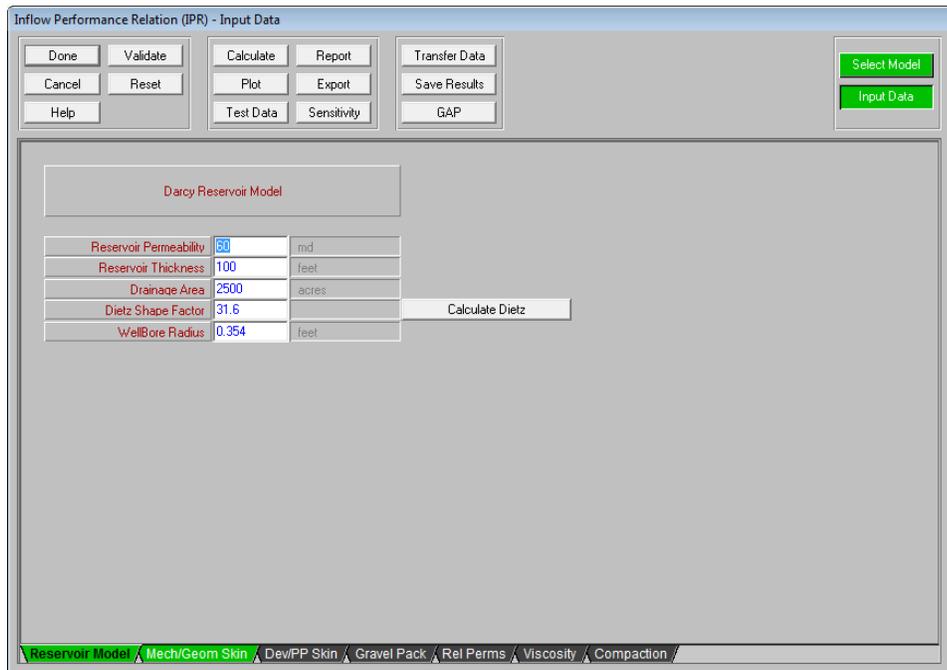


Figura 3.18. Continuación del cuadro de dialogo del modelo del pozo

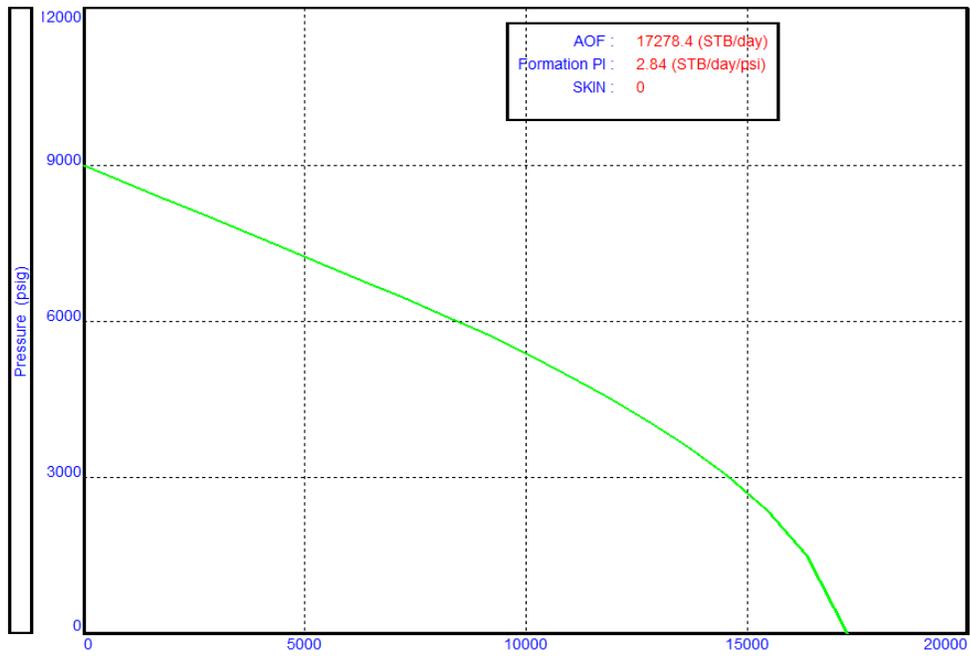


Figura 3.19. Grafico del IPR para el yacimiento 1

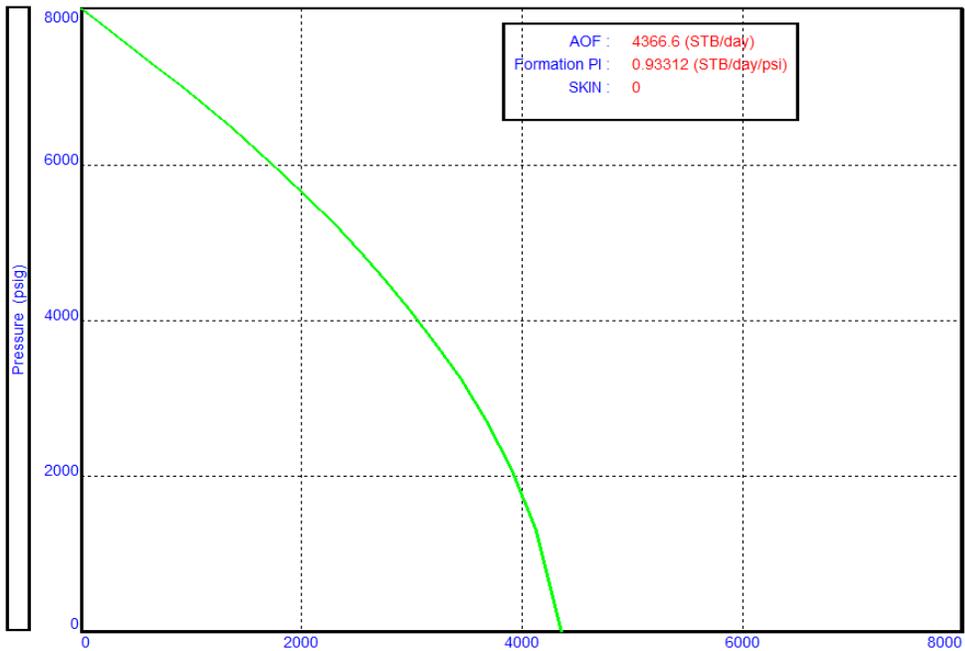


Figura 3.20. Grafico IPR para el yacimiento 2

3.3.1.2 Modelado del Yacimiento en (MBAL)

Para la generación de los modelos en los yacimientos se consideraron yacimientos de aceite, para un año de producción con las características que se describen a continuación:

Opciones del sistema:

- Fluido en el yacimiento: Aceite.
- Modelo en el yacimiento: Yacimiento simple
- Historia de la producción: Por yacimiento.

Entrada de parámetros:

- Gravedad del gas: 0.65
- Gravedad del aceite: 20 API
- Porosidad: 0.2

La *Figura 3.21* muestra el cuadro de dialogo para editar las propiedades en el yacimiento, establecidas para el sistema de producción de aceite. La *Figura 3.22* muestra el cuadro de dialogo para editar los datos de las condiciones, consideradas en la *Tabla 3.2*, a las que se encuentra cada yacimiento, respectivamente. Los datos incluyen la fecha de inicio de la producción, igual que el sistema de gas.

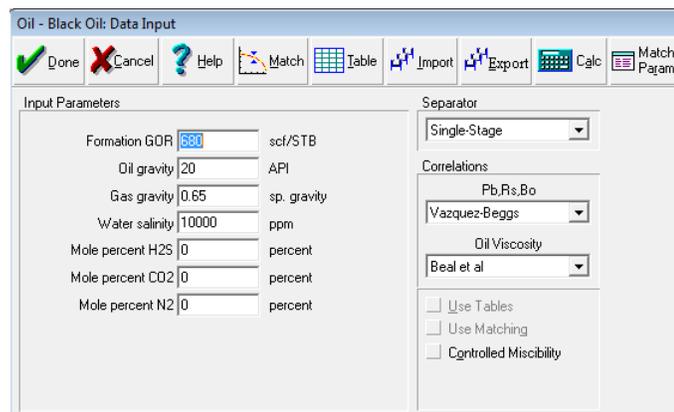


Figura 3.21. Cuadro de dialogo de entrada de propiedades del yacimiento

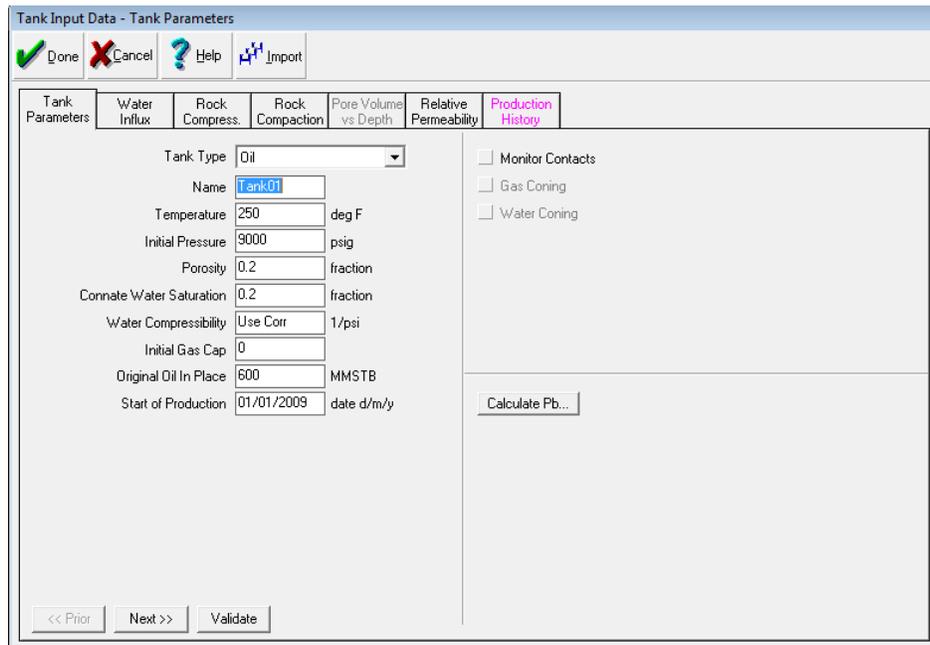


Figura 3.22. Cuadro de dialogo para la entrada de datos del yacimiento

3.3.2 Resultados

Los resultados que se muestran a continuación son los generados por el software para el sistema de producción de aceite planteado anteriormente con las consideraciones especificadas. La predicción se realizó para un año comenzando, al igual que para el sistema de gas, el 1 de Enero del 2009. Las *Figuras 3.23 y 3.24* muestran la curva de la predicción de la producción obtenida por el software para cada yacimiento respectivamente. La *Figura 3.25* muestra una comparación en forma grafica de la predicción de la producción entre ambos yacimientos. La *Figura 3.26* muestra la predicción de la producción obtenida para los pozos y, finalmente, la *Figura 3.27* muestra gráficamente el comportamiento en la predicción de la producción total del sistema.

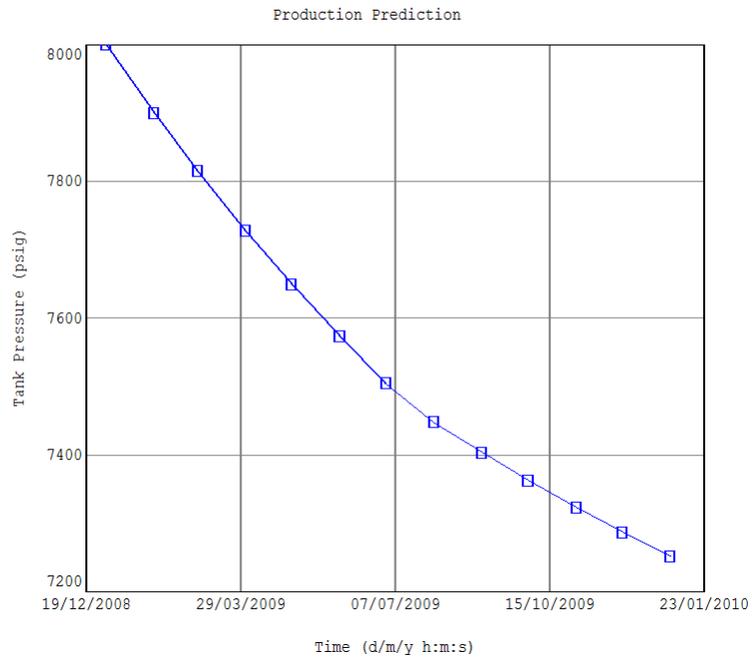


Figura 3.23. Comportamiento del yacimiento 1

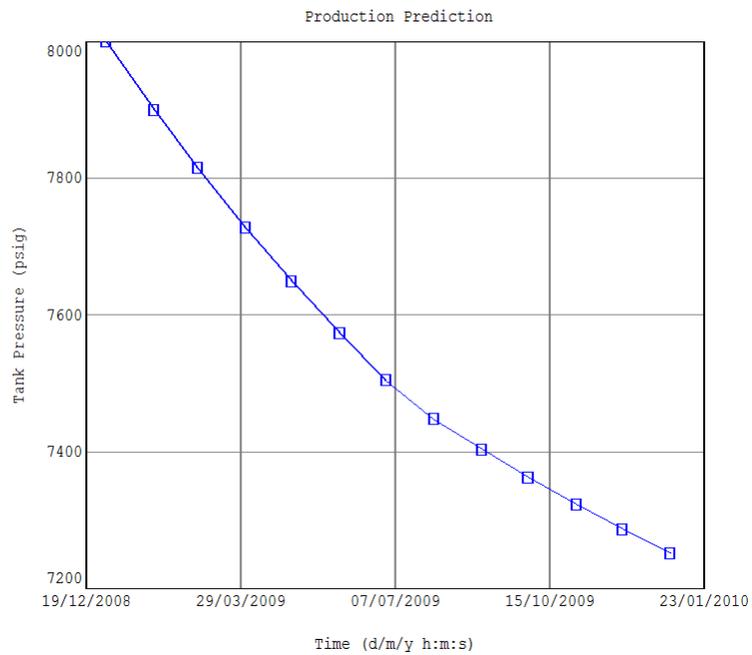


Figura 3.24. Comportamiento del yacimiento 2

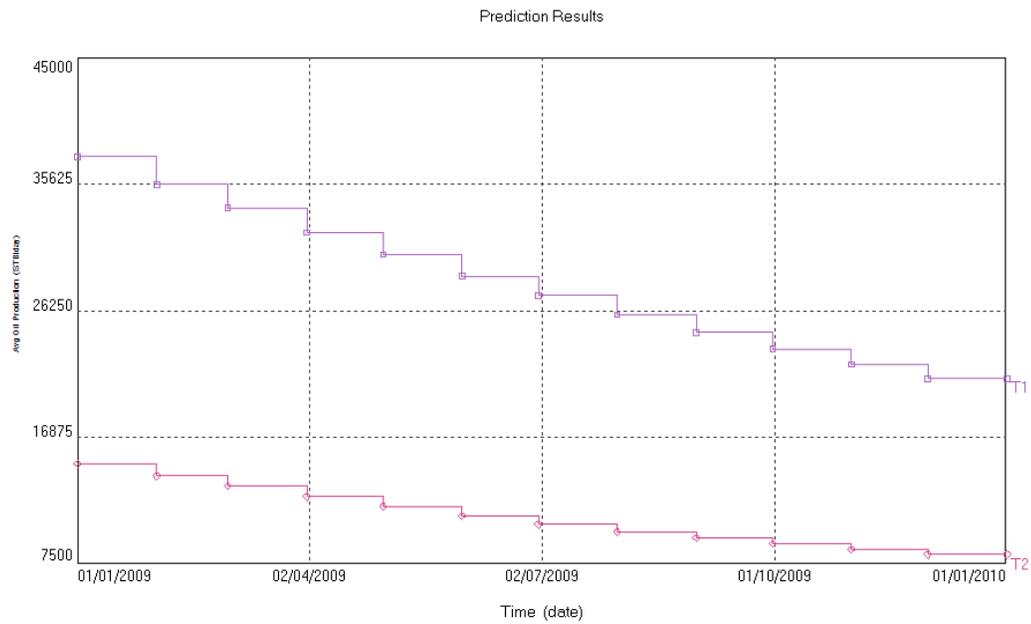


Figura 3.25. Comparación de la predicción de ambos yacimientos

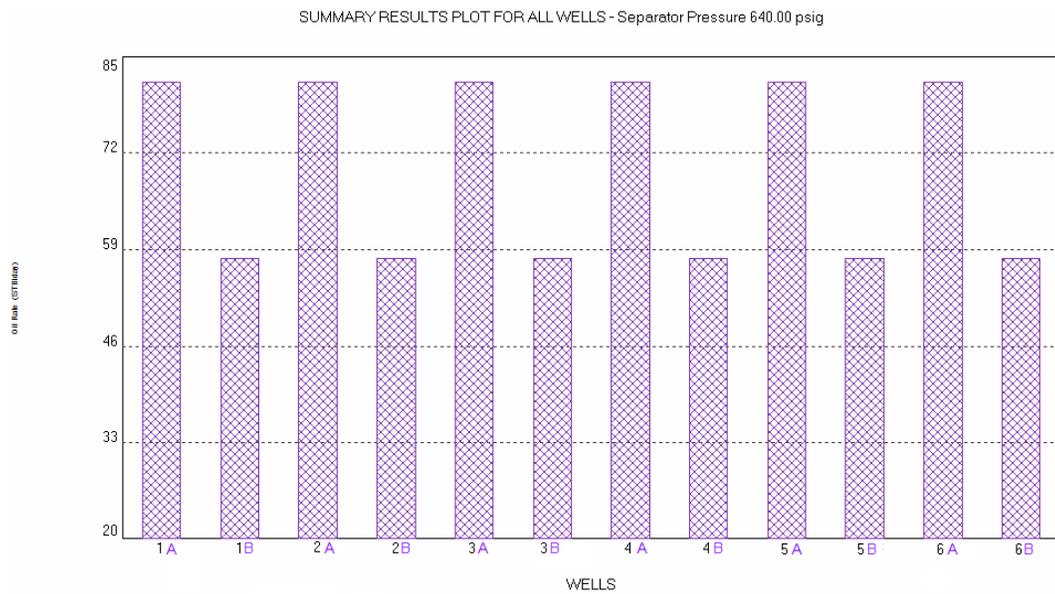


Figura 3.26. Predicción de la producción de los pozos

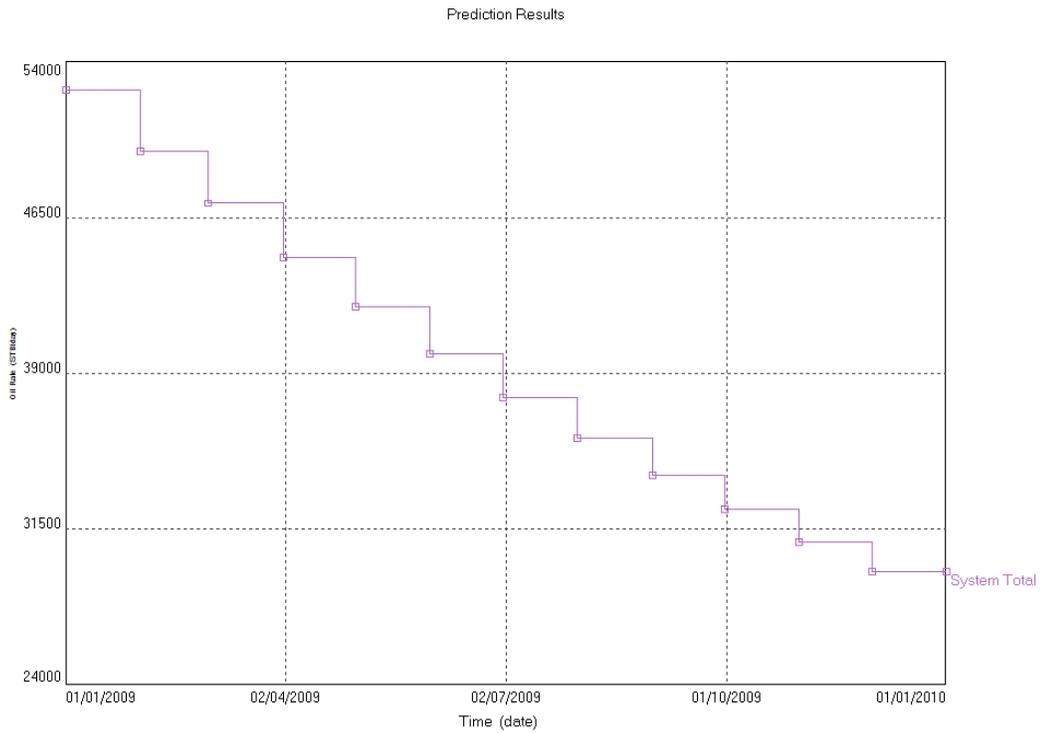


Figura 3.27. Comportamiento total del sistema

El resultado final de la predicción de la producción calculada por el software es de 11.987 MMSTB para el yacimiento 1, y 5.593 MMSTB para el yacimiento 2, sumando ambas cantidades se tiene una producción total máxima para un periodo de un año de 17.58 MMSTB. Cabe señalar que estas producciones son sin considerar aún las fallas que pudieran presentarse a lo largo del desarrollo del proceso.

CAPÍTULO 4

Análisis de Riesgo en Casos de Estudio

En este capítulo se presentan algunas generalidades sobre el manejo del riesgo, algunos conceptos de probabilidad, y se describe la metodología desarrollada para introducir la afectación de las fallas en los sistemas de producción para la realización del análisis de riesgo.

4.1 Elementos y tipos de riesgo

La rápida evolución tecnológica que ha experimentado la industria en general y la industria química en particular y su gran crecimiento ha provocado un aumento de la probabilidad de que ocurran grandes accidentes con un notable impacto sobre personas, medio ambiente y equipos. El término *riesgo* se utiliza en general para situaciones que involucran incertidumbre que pueden estar afectadas por la actividad del sistema. El término *incertidumbre* se presenta cuando existe una falta de conocimiento seguro y claro respecto al desenlace o consecuencias futuras de algunas acciones o situaciones.

Muchos de los riesgos tecnológicos no son adecuadamente conocidos por la gran mayoría. El peligro que puede conllevar la mala información o la ignorancia, permite clasificar los riesgos de manera un tanto esquemática en cuatro categorías, mostradas en la *Figura 4.1* (Casal, *et al.*, 1999). Los riesgos pertenecientes a estas cuatro categorías son muy distintos entre sí por lo que no tendría ningún sentido compararlos directamente. Desgraciadamente muchos de los riesgos tecnológicos se encuentran situados en el peor cuadrante; es decir, se corren involuntariamente y son desconocidos o deficientemente conocidos. Entre ellos,

cabe citar los riesgos, probablemente los más representativos, originados por la proximidad de centrales nucleares y de industrias químicas.

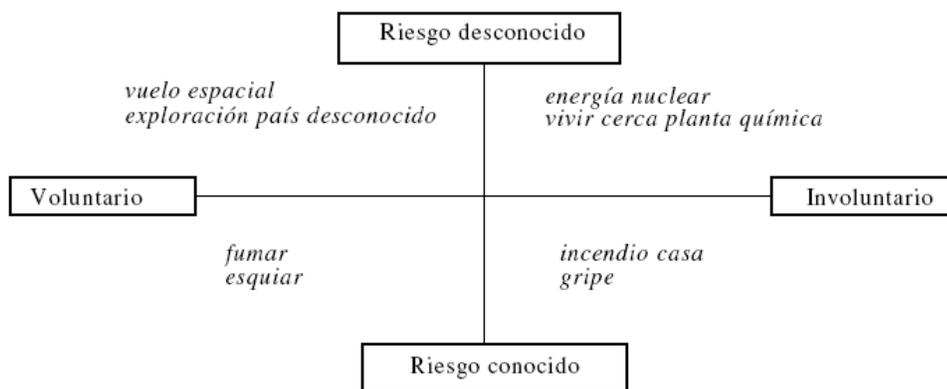


Figura 4.1. Clasificación esquemática de las categorías del riesgo

Es obvio que el riesgo cero no existe y que debemos asumir unos determinados riesgos. La situación se complica cuando el riesgo no es voluntario y, además, desconocido. No obstante, implícitamente los miembros de una sociedad industrializada son conscientes de las ventajas que representa la industria química, la generación de energía, etc. Esto presupone que están dispuestos, paralelamente, a tolerar un cierto riesgo adicional a cambio de disfrutar de determinadas ventajas de la vida moderna. El problema surge cuando el riesgo es muy elevado o cuando un determinado sector de la sociedad considera que la cuota de riesgo que le corresponde es muy alta. Aquí cabe señalar que se vuelve evidente que el control del riesgo y su mantenimiento dentro de unos límites “tolerables” tiene que ser necesariamente uno de los objetivos tanto de la industria como del gobierno de cualquier país. Si bien hay que tener en cuenta que no se puede aspirar a tener determinadas instalaciones sin aceptar un margen de riesgo, finalmente siempre quedan algunos factores de difícil o imposible control (Casal, *et al.*, 1999).

El análisis de riesgo se realiza cualitativa ó cuantitativamente para evaluar el impacto en la toma de decisiones. Una vez que se reconoce una situación riesgosa, el paso siguiente es

cuantificar el riesgo. Cuantificar el riesgo significa determinar todos los valores posibles que puede tener una variable riesgosa y determinar la probabilidad relativa de cada uno de esos valores. Hay básicamente dos enfoques para el análisis cuantitativo del riesgo:

- Uno de tipo analítico, que requiere que todas las distribuciones para las variables inciertas del modelo sean descritas matemáticamente. Se requieren habilidades matemáticas y analíticas muy fuertes para poder llevar adelante este enfoque.
- El otro enfoque descansa en la posibilidad y velocidad de las computadoras para realizar gran cantidad de cálculos complejos en cuestión de segundos. Es lo que usualmente se conoce como simulación, e implica resolver una hoja de cálculo repetidamente usando una gran cantidad de combinaciones posibles para los valores que pueden tomar las variables de las cuales se alimenta el modelo.

La *simulación* es el proceso de diseñar y desarrollar un modelo computarizado de un sistema o proceso y conducir experimentos con este modelo con el propósito de entender el comportamiento del sistema o evaluar varias estrategias con las cuales se puede operar el sistema. La simulación es particularmente útil en problemas o situaciones que involucran incertidumbre. Una de ellas es la *Simulación Monte Carlo* la cual está basada en el muestreo sistemático de variables aleatorias. El método consiste en seleccionar un valor para cada elemento de x_i , usando técnicas estadísticas. Cada uno de los valores de los datos se usa para encontrar un estimado de Y_i , esto se repite un número grande de veces para obtener muchos casos de estimación de distribución de Y_i . Con estos datos se construye lo que será la distribución de probabilidad característica que describe el comportamiento de la variable aleatoria. Esto permite, mediante la combinación lógica de frecuencias y/o probabilidades, estimar la frecuencia con que presumiblemente se presentara una situación en particular. Por lo que podemos decir, que la simulación constituye una técnica económica que nos permite ofrecer varios escenarios posibles de un modelo en particular (Modarres, 2006).

4.2 Elementos de probabilidad

Tanto el riesgo como la incertidumbre se describen mediante distribuciones de probabilidad. Una *distribución de probabilidad* es una herramienta que permite representar en modo resumido la cuantificación del riesgo para una determinada variable y se pueden representar a través de tablas, gráficas o fórmulas. Toda distribución de probabilidad es generada por una variable aleatoria, denominada variable porque puede tomar diferentes valores y aleatoria porque el valor tomado es totalmente al azar. La variable puede ser de dos diferentes tipos:

- *Variable aleatoria discreta* (x). Llamada así porque solo puede tomar valores enteros y un número finito de ellos. Entre las distribuciones de probabilidad para variables discretas podemos mencionar las siguientes: distribución binomial, distribución Poisson, distribución geométrica, distribución hipergeométrica.
- *Variable aleatoria continua* (x). Se considera continua porque puede tomar tanto valores enteros como fraccionarios y un número infinito de ellos existentes dentro de un intervalo. Entre las distribuciones de probabilidad para variables continuas podemos mencionar: distribución exponencial, distribución normal, distribución gamma, distribución beta, distribución Weibull.

Dado que en las distribuciones continuas de probabilidad los valores posibles están dentro de un intervalo, para el desarrollo de este trabajo se utilizarán distribuciones de probabilidad continuas considerando que la producción generada se encuentra entre ciertos intervalos de producción y además de contar con un límite que sería la predicción de la producción.

La función de distribución de probabilidad $F_x(x)$, que asigna a cada evento definido sobre X una probabilidad, está definido por:

$$F_x(x) = P(X \leq x) \tag{4.1}$$

La función de distribución de probabilidad debe cumplir con las tres siguientes condiciones fundamentalmente:

1. $\lim_{x \rightarrow -\infty} F_x(x) = 0$ y $\lim_{x \rightarrow \infty} F_x(x) = 1$
2. Es continua por la derecha.
3. Es monótona (conserva el orden dado) no decreciente.

Definiendo en forma matemática es la integral de la función de densidad de probabilidad $f(x)$ que se utiliza con el propósito de conocer cómo se distribuyen las probabilidades de un suceso o evento, en relación al resultado del suceso:

$$F_x(x) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1 \tag{4.2}$$

El área total encerrada bajo la curva es igual a 1. La probabilidad de que x tome un valor en el intervalo $[a, b]$ es el área bajo la curva de la función de densidad en ese intervalo o lo que es lo mismo la integral definida en dicho intervalo:

$$\Pr(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)dx = F(b) - F(a) \tag{4.3}$$

La *distribución normal*, también llamada distribución de Gauss o distribución gaussiana, es la distribución de probabilidad que con más frecuencia aparece en estadística y teoría de probabilidades. Esto se debe a dos razones fundamentalmente (Montgomery y Runger, 2008):

- Su función de densidad es simétrica y con forma de campana, lo que favorece su aplicación como modelo a gran número de variables estadísticas.

-
- Es, además, límite de otras distribuciones y aparece relacionada con multitud de resultados ligados a la teoría de las probabilidades gracias a sus propiedades matemáticas.

La función de densidad de probabilidad está dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.4)$$

donde μ es la media, y σ es la desviación estándar, las cuales se expresan matemáticamente:

$$\mu = \sum \frac{x_i \cdot f_i}{n} = \sum x_i \cdot P(x_i) \quad (4.5)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum \frac{(x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}} \quad (4.6)$$

El valor de $E(x) = \mu$ determina el centro de la función de densidad de probabilidad y el valor de $V(x) = \sigma^2$ determina la anchura. Las probabilidades basadas en la distribución normal generalmente se encuentran por métodos numéricos. La *Figura 4.2* tomada de Montgomery y Runger (2008) resume algunos resultados de utilidad de las probabilidades asociadas para cualquier variable aleatoria normal.

La creación de una variable aleatoria normal estándar z representa la distancia de $X(\mu, \sigma)$ en términos de su media y de su desviación estándar. Esto permite calcular probabilidades relativas a cualquier otra distribución, tipificando la variable:

$$z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (4.7)$$

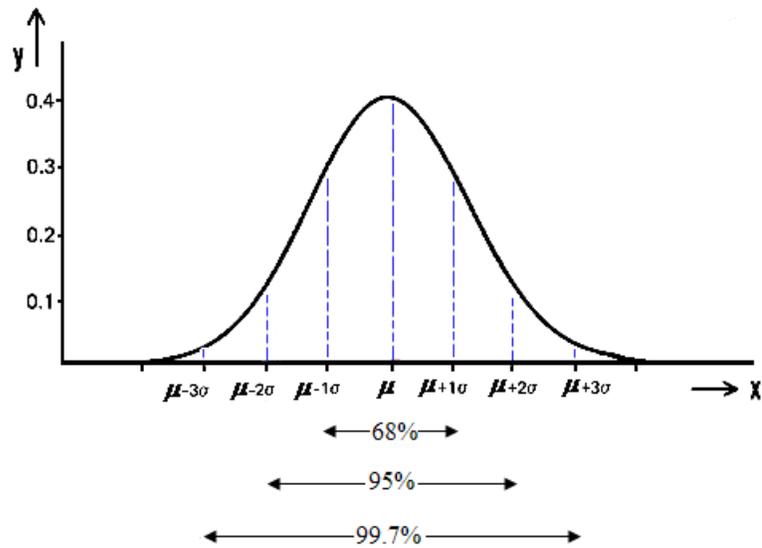


Figura 4.2. Probabilidades asociadas a la distribución normal

Para tipificarla es preciso identificar los valores de z para los valores pertinentes de $X(\mu, \sigma)$, y convertir los valores de la variable aleatoria $X(\mu, \sigma)$ en los valores equivalentes de z , y evaluar su probabilidad como se muestra a continuación:

$$P(X \leq x_i) = P(z \leq z_i) = F(z_i) \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} P(X \leq x_i) &= P(z \leq z_i) = 1 - P(z > z_i) \\ &= 1 - F(z_i) \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} P(x_1 \leq X \leq x_2) &= P(z_1 \leq z \leq z_2) \\ &= F(z_2) - F(z_1) \end{aligned} \quad (4.10)$$

Otro tipo de distribución continua es la *distribución gamma* la cual cuenta con dos parámetros α y β , y con otro parámetro extra $\Gamma(\alpha)$, este último se define $\Gamma(\alpha) = (\alpha - 1)!$.

La función de densidad de probabilidad para valores de $x > 0$ para la distribución gamma esta dada por (Modarres, 2006):

$$f(x) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-\frac{x}{\beta}} \quad (4.11)$$

La *distribución beta* es otro tipo de distribución de probabilidad continua, su función de densidad de probabilidad está dada también por los parámetros α , β , y el término $\Gamma(\alpha)$ que se describe de manera similar a la distribución gamma, solo con el cambio del parámetro correspondiente:

$$f(x) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1} \quad (4.12)$$

La *distribución Weibull* introducida en 1939 por el físico sueco Waloddi Weibull, es otro tipo más de distribución de probabilidad continua, la cual se define por medio de sus parámetros δ y β . Su función de densidad de probabilidad está dada por:

$$f(x) = \frac{\beta}{\delta} \left(\frac{x}{\delta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\delta}\right)^\beta} \quad (4.13)$$

La solución de estas funciones de distribución de probabilidad puede dificultarse para la evaluación de la integral y para la evolución de los parámetros. Por esta razón, en ocasiones se recurre a el *Teorema del límite central* (Montgomery y Runger, 2008) establece que si una muestra es lo bastante grande ($n > 30$), sea cual sea la distribución de la variable de interés, la distribución de la media muestral será aproximadamente una normal. Este resultado se ha dado a pesar de la existencia de otras tantas distribuciones de probabilidad continuas.

4.3 Análisis de fallas

Cuando se arranca una planta es muy probable que pase cierto periodo de tiempo para que se estabilice. Después de cierto periodo de tiempo en operación, es común que comiencen a presentarse desperfectos debido al desgaste en alguna(s) parte(s) que conforma(n) al proceso. La función de rapidez de falla nos dice cómo es que un objeto, después de haber sobrevivido hasta un tiempo t , probablemente fallará durante la siguiente etapa de tiempo. Si el objeto comienza a deteriorarse, la probabilidad aumentará con el tiempo t .

Las circunstancias por las que se pueden presentar estas fallas son diversas y muy variadas. Entre ellas se pueden mencionar casos en el daño total o parcial de los equipos auxiliares como son válvulas, bombas, tuberías, etc. que son parte fundamental en el sistema y puede provocar paros no planeados, pero necesarios para su restablecimiento. Otra circunstancia común que genera paros en este tipo de sistemas es el restablecimiento de la presión en el pozo. Esto se presenta cuando el pozo debido a la falta de presión en el yacimiento no es posible que el líquido fluya a la superficie por lo que el pozo deja de producir.

La función de velocidad de falla puede dividirse en tres fases diferentes, *Figura 4.3* tomada de Smith (1997). Esta función es comúnmente llamada “tina de baño” por su forma característica.

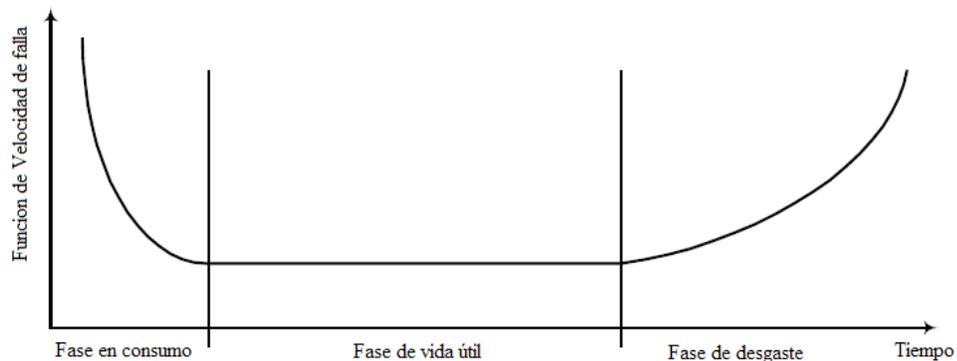


Figura 4.3. Fases de la función de rapidez de falla

Un ejemplo para explicar esto de manera mas clara sería compararlo con una persona que ha alcanzado la edad de 95 años, el cual tendrá una probabilidad más alta de morir durante el próximo año que una de 20 años. Al igual se puede decir que la vida de una persona generalmente podría ser dividida en tres fases diferentes: fase en consumo(o mortalidad infantil), la fase de vida útil, y la fase de desgaste, como la función de la rapidez de falla.

En términos matemáticos podemos definir la rapidez de falla como (OREDA, 2002):

$$\lambda(t) \cdot \Delta t = \Pr(t < T \leq t + \Delta t | T > t) \quad (4.14)$$

En otras palabras, expresa la probabilidad de que el objeto fallará en un intervalo de tiempo comprendido entre $(t, t + \Delta t)$. Cuando el objeto todavía funciona y ha alcanzado el tiempo t , es probable que falle en el siguiente intervalo de tiempo $(t + \Delta t)$. El tiempo promedio de falla, MTTF (*Mean Time To Failure*) puede ser calculado por la expresión:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (4.15)$$

Cuando se tienen datos de fallas en las mismas condiciones operacionales y ambientales, tenemos una muestra supuestamente homogénea. Para este caso la estimación de la rapidez de falla λ , se puede estimar con datos de número de fallas observadas n , y el tiempo de servicio total τ . Así tenemos:

$$\hat{\lambda} = \frac{n}{\tau} \quad (4.16)$$

El problema de reparación puede tener un efecto significativo en los procesos, dicho efecto puede ser expresado mediante dos parámetros importantes: *disponibilidad (Availability)* y *confiabilidad (Reliability)*. La disponibilidad puede considerarse como el fragmento de tiempo en que un objeto o grupo de objetos se encuentran en estado de poder realizar su

función establecida. Este periodo de tiempo puede ser conocido mediante bases de datos de registros del pasado que se encuentran en la bibliografía para el caso de sistemas de producción de gas y de petróleo (OREDA, 2002). El cálculo de la disponibilidad se basa en el tiempo promedio de falla y el tiempo promedio entre fallas, (MTTB) que incluye el tiempo de operación y el tiempo de reparación, su fórmula general es (CCPS, 1998):

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTB} \quad (4.17)$$

La confiabilidad, por otro lado, es la probabilidad de que un objeto que ha sobrevivido a cierto periodo de tiempo sin fallar no puede experimentar una falla o bien puede ser reparable y estar disponible después. Bajo estas condiciones el objeto puede ser considerado "no fiable" aunque puede tener una función aceptable a pesar de que haya comenzado a fallar. Hay muchos métodos como Monte Carlo que pueden modelar el efecto de conducta de estos parámetros en un sistema individual. La fórmula general de confiabilidad que se empleó para fines de este trabajo es la siguiente (CCPS, 1998):

$$F(t) = \int_{t_0}^t f(t) dt \quad (4.18)$$

$$R(t) = 1 - \int_{t_0}^t f(t) dt \quad (4.19)$$

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (4.20)$$

donde $f(t)$ es la función de densidad de probabilidad de falla, t define la longitud del periodo de vida que inicia en t_0 , tomado como cero en todos los casos de este trabajo.

4.4 Casos de estudio

En el capítulo 3 se plantearon dos casos de estudio, uno para el sistema de producción de gas y otro para el sistema de producción de petróleo, que fueron utilizados también para el desarrollo del análisis de riesgo.

4.4.1 Metodología

Con el fin de estimar una producción más apegada a la realidad en los sistemas de producción de gas y de petróleo, y tomar en cuenta que la producción se puede ver afectada por la presencia de fallas en el desarrollo del proceso, se consideró para este trabajo la realización de una simulación Monte Carlo, donde se tiene un número grande de fallas que se pudieran presentar en estos sistemas. Las fallas que presenta cada pozo se generan de manera aleatoria y el resultado obtenido mostrará el número de días de paro generados a causa de dicha falla. La afectación de las fallas se puede apreciar en el cálculo de la producción.

La recopilación de información de las diferentes fallas en estos sistemas de producción se obtuvo de la base de datos de la bibliografía (OREDA, 2002). OREDA es una organización patrocinada por ocho empresas productoras de gas/petróleo como miembros mundiales en el 2008. Su objetivo principal es recoger e intercambiar datos de fiabilidad entre empresas en participación así como la realización de foros para la coordinación y dirección de recolección de datos de fiabilidad y mantenimiento para una amplia variedad de áreas geográficas, de instalaciones, en tipos de equipo y condiciones de funcionamiento.

4.4.2 Base de datos

El criterio para la selección de las fallas en este trabajo se basó en tomar fallas generales tanto para el sistema de producción de gas como de petróleo. Posteriormente se seleccionaron fallas más específicas como fallas en equipos de seguridad y control, en

distribuidores, en líneas de flujo y en el cabezal del pozo. Estas últimas coinciden para ambos sistemas por lo que se aplicaron por igual para ambos casos. Las *Tablas 4.1* a la *4.8* muestran los factores de ocurrencia de las fallas seleccionadas tomadas de (OREDA, 2002) para la realización de este trabajo.

A continuación se presenta la definición de algunos términos importantes para un mejor entendimiento de dichas tablas:

- *Tiempo promedio entre fallas (MTBF, Mean Time Between Failure)*: Es el tiempo entre fallas para un objeto en particular, incluye tanto el tiempo de funcionamiento como el de reparación.
- *Tiempo promedio de falla (MTTF, Mean Time To Failure)*: Es el tiempo de operación, por ejemplo, cuando un objeto es puesto en operación hasta cuando este falla.
- *Tiempo promedio de paro (MDT, Mean Down Time)*: Es el tiempo necesario para restaurar un objeto o servicio. Esto incluye el tiempo de reparación, pero también otras actividades como el tiempo de espera de piezas de cambio, movimiento de objetos al taller, etc. La suma de MTTF y MDT es MTBF.
- *Tiempo promedio de reparación (MTTR, Mean Time To Repair)*: Es el tiempo de reparación activo (horas). Este contiene el tiempo medio de calendario (horas) requeridas para reparar y devolver el artículo a un estado donde está listo para realizar sus funciones.
- *Tiempo calendario*: Es el intervalo de tiempo entre el principio y final de vigilancia de datos para un objeto en particular.
- *Tiempo operacional*: El período de tiempo durante el cual un artículo particular realiza sus funciones requeridas, entre el principio y el final de la vigilancia de datos.
- *Taxonomía*: Una clasificación sistemática de objetos en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios tipos de objetos.
- *Población*: Número total de objetos que forman la base para las estimaciones.
- *Instalaciones*: Número total de instalaciones (plataformas) cubiertas por la vigilancia de datos para el objeto en cuestión.

-
- *Número de demandas*: Requieren el número total de veces de un objeto para realizar sus funciones especificadas durante un tiempo operacional.

Tabla 4.1. Fallas generales para el sistema de producción de gas

No. De Taxonomía 4.3.1.3		Objeto: Equipo de seguridad y control – Válvulas – Sistemas de Gas			
Población 224	Instalaciones 17	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas	
		Tiempo calendario (6.5555)			
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación	
		Medio	SD	Hrs activas	Medio
1	Operación retrasada	2.34	2.06	5.5	9.5
2	Falla al cierre de la demanda	5.86	17.44	5.2	7.1
3	Falla al inicio de la demanda	3.83	3.07	5.3	9.2
4	Operación falsa	0.78	0.65	4.3	7.8
5	Estructura deficiente	1.04	2.21	6	6
6	Lectura anormal de un instrumento	3.31	3.43	8.1	11.5
7	Fuga externa – Proceso	2.8	4.54	10.8	13.6
8	Fuga externa	3.33	3.51	9	15.2
9	Fuga interna	2.27	3.14	12.8	24.6
10	Problemas de servicio menores	6.2	6.82	2.6	3.6
11	Fuga en la válvula en posición cerrada	0.21	0.55	7	7
12	Degradación	18.42	14.48	9.7	13.6
13	Incipiente	12.18	10.16	5.3	7.8
14	Otras	3.66	6.12	---	2.3
15	Desconocida.	0.82	2.19	2.2	2.8

Tabla 4.2. Fallas generales para el sistema de producción de aceite

No. De Taxonomía 4.3.1.3		Objeto: Equipo de seguridad y control – Válvulas – Sistemas de petróleo			
Población 224	Instalaciones 17	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas	
		Tiempo calendario (6.5555)			
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación	
		Medio	SD	Hrs activas	Medio
1	Operación retrasada	1.19	0.88	6.5	13
2	Falla al cierre de la demanda	2.86	3.02	11.8	22.7
3	Falla al inicio de la demanda	3.26	2.21	7.5	11.5
4	Operación falsa	0.65	0.77	14	14
5	Lectura anormal de un instrumento	7.56	8.47	3.4	3.8
6	Fuga externa	3.64	3.52	6	9.8
7	Problemas de servicio menores	0.52	0.78	2.5	5
8	Degradación	6.35	2.64	6.5	10.1
9	Incipiente	10.75	7.41	4.8	8
10	Otras	2.22	2.96	7.1	14.3
11	Desconocida.	3.84	6.08	1	2

Tabla 4.3. Fallas generadas por distribuidores

No. De Taxonomía		Objeto: Distribuidores		
Población	Instalaciones	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas
29	11	Tiempo calendario (1.3342)		
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación
		Medio	SD	Hrs activas
	Distribuidores.			
16	Conector	0.1093	0.1791	2
17	Acoplamiento hidráulico	0.0591	0.0836	7
18	Tubería (Tubo duro)	0.1792	0.2534	7
19	Estructura – protección	0.4128	0.5838	7
20	Estructura – soporte	1.1738	1.6600	7
21	Válvula check	0.4543	0.6412	7
22	Válvula de control	0.3419	0.4835	7
23	Válvula – proceso de aislamiento	0.8313	0.9593	7.71
24	Válvula – aislamiento de utilidad	0.0849	0.1201	7
	Modulo de tubería			
25	Conector	0.2476	0.3505	7
26	Tubería (Tubo duro)	0.3643	0.5152	7
27	Válvula – proceso aislamiento	0.4184	0.5917	7

Tabla 4.4. Fallas generadas en las líneas de flujo

No. De Taxonomía		Objeto: Línea de Flujo		
Población	Instalaciones	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas
59	11	Tiempo calendario (2.0850)		
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación
		Medio	SD	Hrs activas
	Tubería.			
28	Recubrimiento externo	0.1624	0.2297	2
29	Conector	0.0876	0.1239	2
30	Roldana de tubería flexible	1.1956	1.6546	2
31	Roldana de tubería rígida	0.08	0.1132	2
32	Línea submarina	0.1374	0.1943	2
	Sistema de aislamiento submarino			
33	Válvula – proceso aislamiento	0.2727	0.3856	2
34	Estructura protectora	0.2835	0.4010	2
35	Estructura de soporte	0.2835	0.4010	2

Tabla 4.5. Fallas generadas en instrumentos de corriente

No. De Taxonomía		Objeto: Instrumentos de Corriente		
Población		Instalaciones		No. de demandas
6		2		
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación
		Medio	SD	Hrs activas
	Control y monitoreo			
36	Acumulador submarino–	0.7785	1.1010	40
37	Placa de unión w/acopladores	5.1754	5.2628	40
38	Válvula de control piloto	7.2466	10.2482	40
39	umbilical	7.2466	10.2482	40
40	otros	7.2466	10.2482	40
	Válvula de bloque			
41	Bloque principal	7.2466	10.2482	40
42	Válvula – proceso aislamiento	0.4628	0.6545	40
43	Válvula – corte	3.9712	4.3856	40
44	Otros	7.2466	10.2482	40
	Mixto			
45	Conector	3.1344	2.6314	36
46	Sistema de aterrizaje suave	1.7607	2.4900	36
47	Otros	7.2466	10.2482	36

Tabla 4.6. Fallas generadas por el *wellhead*

No. De Taxonomía		Objeto: <i>Wellhead</i>		
Población	Instalaciones	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas
83	13	Tiempo calendario (3.0208)		
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación
		Medio	SD	Hrs activas
	<i>Flujo base</i>			
48	Armazón	3.6968	9.5439	8
49	Hub/mandrel	0.1751	0.2476	7
50	Válvula check	2.1961	3.1057	7
51	Válvula – proceso de aislamiento	1.6114	1.4650	6
52	Válvula – aislamiento de utilidad	0.3479	0.4920	7
	<i>Wellhead submarino</i>			
53	Obturadores	0.049	0.0693	7
54	Casing suspensiones	0.059	0.0834	7
55	Conductor housing	0.0889	0.1257	7
56	Otras	0.59	0.8344	7
57	Guía de base permanente	0.1524	0.2155	7
58	Guía de base temporal	0.7206	1.0190	7
59	Desconocidas	3.3613	4.7536	7
60	Cabezal de pozo	0.0907	0.1283	7

Tabla 4.7. Fallas generadas por el *wellhead* (continuación)

No. De Taxonomía		Objeto: <i>Wellhead</i>		
Población	Instalaciones	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas
83	13	Tiempo calendario (3.0208)		
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación
		Medio	SD	Hrs activas
	<i>Árbol de navidad submarino</i>			
61	Conector	0.6193	1.3502	33
62	Capa de desechos	0.1504	0.2127	33
63	Carrete de flujo	0.4525	0.8316	72
64	Manguera	0.3692	0.5222	33
65	Acoplamiento hidráulico	0.0678	0.1066	9
66	Otras	0.2368	0.3349	33
67	Tubería (Tubo duro)	0.6033	1.6847	33
68	Cachucha del árbol	2.7429	4.8396	17
69	Marco de guía de árbol	1.3889	1.1862	6
70	Desconocidas	2.4527	3.4687	33
71	Válvula check	0.0729	0.1031	33
72	Válvula de choqué	11.3278	7.2845	35
73	Válvula de control	0.037	0.0523	33
74	Otras válvulas	0.9924	0.9924	33

Tabla 4.8. Fallas generadas por el *wellhead* (continuación).

No. De Taxonomía		Objeto: <i>Wellhead</i>		
Población	Instalaciones	Tiempo en servicio (10 ⁶ hrs)		No. de demandas
83	13	Tiempo calendario (3.0208)		
Fallas	Componente	Rapidez de falla (Per 10 ⁶ hrs)		Hrs de reparación
		Medio	SD	Hrs activas
75	Válvula – proceso aislamiento	0.4085	0.2360	92
76	Válvula – aislamiento de utilidad	1.0345	1.3412	10
	Suspensión de tubería			
77	Acoplamiento hidráulico	0.1124	0.1590	7
78	Impulse/señale del acoplador	0.2109	0.2983	7
79	Cuerpo de suspensión de tubería	0.6806	1.7176	7
80	Enchufe de aislamiento de suspensión de tubería	0.2605	0.3685	7

4.4.3 Simulación Monto Carlo

La simulación Monte Carlo se realizó con el agrupamiento de las fallas en 5 clases para un mejor manejo de las mismas: fallas de tipo generales, fallas en distribuidores, fallas por tuberías y líneas de flujo, fallas por instrumentos de corriente, y fallas en el *wellhead*. El programa para generar el tipo de falla que presenta cada pozo, el día de falla, y el tiempo de reparación de la misma usado en la simulación se desarrolló en C++. Las Figuras 4.4 y 4.5 muestran el cuadro de diálogo del programa para la edición de las fallas para cada sistema de producción.

The screenshot shows a software dialog box titled "Non Linear Equations". It is divided into two main sections: "Failures" and "Schedule".

Failures Section:

- A text box labeled "Number of Failures" contains the value "6".
- A table with 4 rows and 4 columns. The columns are "Name", "Mean Rate [per 100,000 Hr]", and "Repair Rate [Days]".

	Name	Mean Rate [per 100,000 Hr]	Repair Rate [Days]
1	FALLAS GENERALES	6.705	1
2	POR LOS DISTRIBUIDORES	0.46769	1
3	POR TUBERIAS Y LINEAS DE FLUJO	0.25027	1
4	POR INSTRUMENTOS DE CORRIENTE	5.87626	2

Schedule Section:

- A text box labeled "Period [Days]" contains the value "365".
- A text box labeled "Number of Wells" contains the value "12".
- Buttons: "New Schedule", "Save", and "Open".
- A status bar at the bottom contains the text: "Well 1: Well 2: Well 3: Fails 1 in day 1 during 1 days. Fails 4 in day 346 during 2 days. Well 4:"

Figura 4.4. Cuadro de edición de fallas para el sistema de gas

The screenshot shows a software window titled "Non Linear Equations". It contains two main sections: "Failures" and "Schedule".

Failures Section:

- Number of Failures: 6
- Table with 4 rows and 4 columns: Name, Mean Rate [per 100,000 Hr], Repair Rate [Days], and an unlabeled column.

	Name	Mean Rate [per 100,000 Hr]	Repair Rate [Days]
1	FALLAS GENERALES	4.284	1
2	POR LOS DISTRIBUIDORES	0.46769	1
3	POR TUBERIAS Y LINEAS DE FLUJO	0.25027	1
4	POR INSTRUMENTOS DE CORRIENTE	5.87626	2

Schedule Section:

- Period [Days]: 365
- Number of Wells: 12
- Buttons: New Schedule, Save, Open
- Text box: Well 1: Well 2: Fails 1 in day 58 during 1 days. Well 3: Fails 6 in day 189 during 3 days. Well 4:

Figura 4.5. Cuadro de edición de fallas para el sistema de petróleo

4.5 Resultados

La serie de datos generada por la simulación constó de 60 corridas para cada sistema de producción. Las distribuciones de probabilidad generadas para cada sistema se asemejan a un comportamiento en forma de campana como pasa comúnmente en este tipo de sistemas. Cabe resaltar que, por razones de tiempo, no fue posible realizar mas corridas. Sin embargo, la ventaja que proporcionarían los resultados adicionales sólo mejoran la predicción de la función de la distribución de probabilidad que mejor ajusta su comportamiento.

4.5.1 Sistema de producción de gas

Al elaborar el histograma de frecuencias de los datos experimentales generada para el sistema de gas como resultado de la simulación Monte Carlo, *Figura 4.6*, se procede a escoger una función de densidad de probabilidad que tenga la apariencia de una curva de frecuencias similar. Las distribuciones normal, gamma, Weibull y beta ofrecen una gran variedad de funciones de densidad de probabilidad que pueden ajustarse de manera adecuada a la distribución de frecuencias de los casos de estudio.

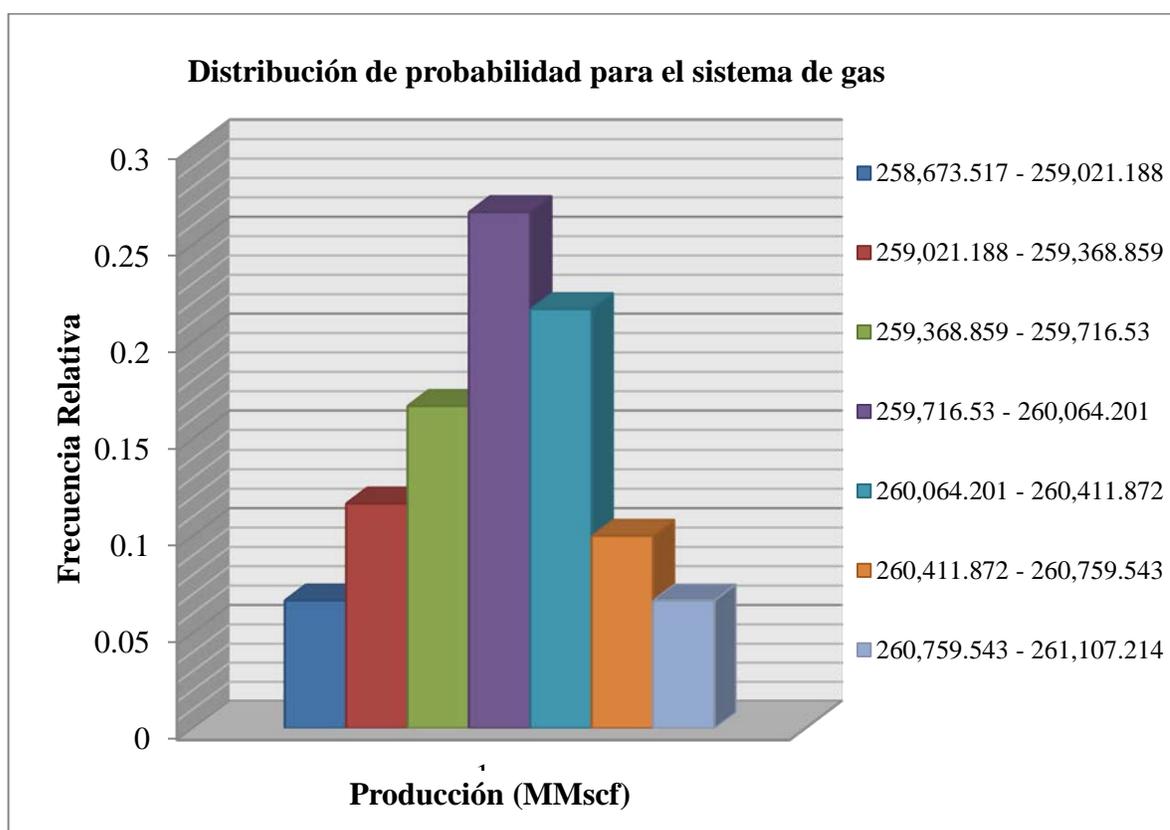


Figura 4.6. Distribución de probabilidad del sistema de producción de gas

El cálculo de la función de densidad de probabilidad con la distribución normal se realizó en Excel. La *Tabla 4.9* muestra los resultados obtenidos. Se evaluó el error entre la probabilidad experimental obtenida y la probabilidad calculada, y se minimizó con la función *solver* de Excel variando la media y la desviación estándar para tener un mejor

ajuste. El resultado final de μ y σ para la distribución normal se muestra en la *Tabla 4.10*. Para la generación de las graficas ajustadas se recurrió al software @Risk disponible en la red con licencia de prueba de 15 días (Palisade, 2009). El uso del software permitió introducir varias distribuciones de probabilidad en una sola gráfica. La *Figura 4.7* muestra la gráfica generada por el software donde se comparan los diferentes tipos de distribuciones de probabilidad.

Tabla 4.9. Resultados obtenidos para el sistema de gas

Intervalo (MMscf)	Frecuencia	P(X) exp	P(X) calc	Error
258,673.517 - 259,021.188	4	0.066667	0.000073	0.004435
259,021.188 - 259,368.859	7	0.116667	0.003531	0.012800
259,368.859 - 259,716.53	10	0.166667	0.056087	0.012228
259,716.53 - 260,064.201	16	0.266667	0.314502	0.002288
260,064.201 - 260,411.872	13	0.216667	0.266892	0.002523
260,411.872 - 260,759.543	6	0.100000	0.042029	0.003361
260,759.543 - 261,107.214	4	0.066667	0.002306	0.004142
	60	1.0000	0.685419	0.041776

Tabla 4.10. Parámetros obtenidos para el sistema de gas

Media	260,042.324
Desviación Estándar	314.5290986

La distribución de probabilidad continua que más se utiliza es la normal la cual contiene dos parámetros: μ y σ . Al calcular el área bajo las densidades normales no existe una expresión cerrada para esta integral, el rango de integración va de $-\infty$ a ∞ . Considerando que no es posible tener producciones menores de cero, y tampoco es posible tener producciones ∞ ó producir más de la producción máxima de un sistema de producción de gas y de petróleo dada por el rendimiento del sistema sin posibilidades de falla, el procedimiento genera errores conceptuales en el ajuste y por consiguiente incertidumbre.

La función de distribución de probabilidad beta proporciona una densidad positiva en un intervalo de producción finito, muestra un comportamiento característico que parte de la producción máxima al valor de producción inferior de cero. En este tipo de sistemas sería lo que comúnmente se esperaría debido a que es el intervalo de producción permisible para estos casos de estudio.

La distribución Weibull proporciona un buen ajuste para los datos observados. Sin embargo, sus límites van de una producción de cero a una producción ∞ , que resulta ser una afirmación conceptualmente incorrecta.

La distribución gamma permite estimaciones probabilísticas altas para producciones por arriba del valor esperado y del permisible, argumento que conceptualmente tampoco es posible.

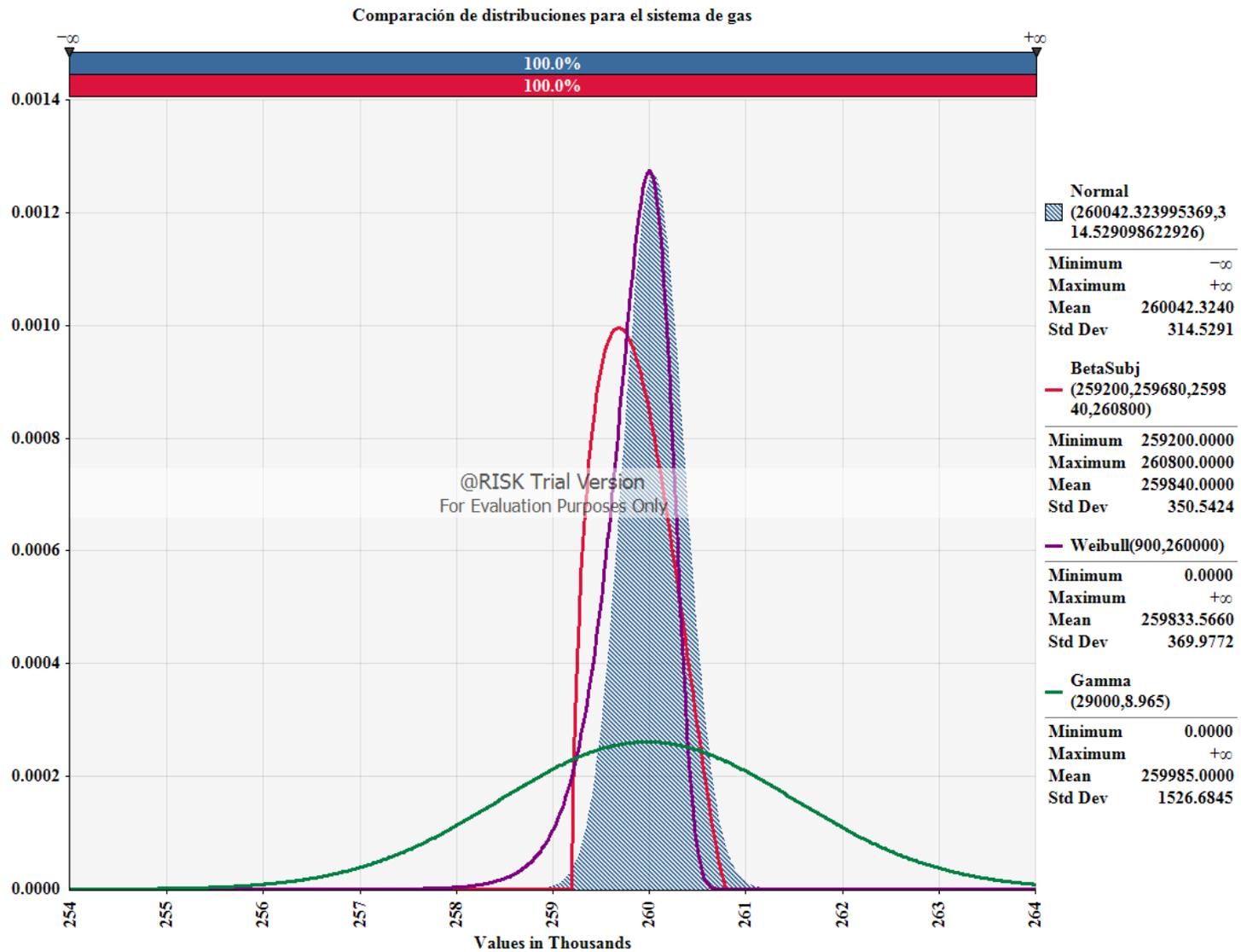


Figura 4.7. Comparación entre distribuciones de probabilidad para el sistema gas

El ajuste de los resultados de producción obtenidos de las simulaciones Monte Carlo a las funciones de distribución convencionales presentan por lo tanto errores conceptuales importantes. La producción máxima de un sistema de producción de gas y de petróleo está dada por el rendimiento del sistema sin posibilidades de falla y el valor inferior debe ser cero. Además, la distribución de probabilidad de la producción debe ser tal que la integración en el rango de validez debe ser la unidad. Sin embargo, la integración de la función de distribución de probabilidad que resulta del ajuste con las funciones de distribución convencionales es unitaria para el rango $-\infty$ a ∞ . Es importante señalar que ha sido costumbre aceptar el ajuste cuando estos errores son pequeños aunque es poco probable que se elija una función de densidad que represente de manera perfecta la realidad, y basarse en la bondad del ajuste para evaluar lo adecuado del modelo. Un buen modelo debe proporcionar interferencias correctas sobre el caso estudiado; sin embargo, a veces las consideraciones técnicas conducen a la elección de otro modelo.

Después de lograr el mejor ajuste posible de los datos se procede a realizar el cálculo eventual de la confiabilidad para analizar con más seguridad si es posible obtener la producción deseada. Supóngase que se desea obtener una producción de 259,800 MMscf de gas con el sistema de producción de gas analizado. Las *Figuras 4.8* a la *4.11* presentan las graficas generadas por el software para cada distribución de probabilidad con la cantidad de gas que se desea producir. Aplicando la ecuación (4.20) las *Tablas 4.11* a la *4.14* muestran los resultados de confiabilidad obtenidos para cada distribución de probabilidad.

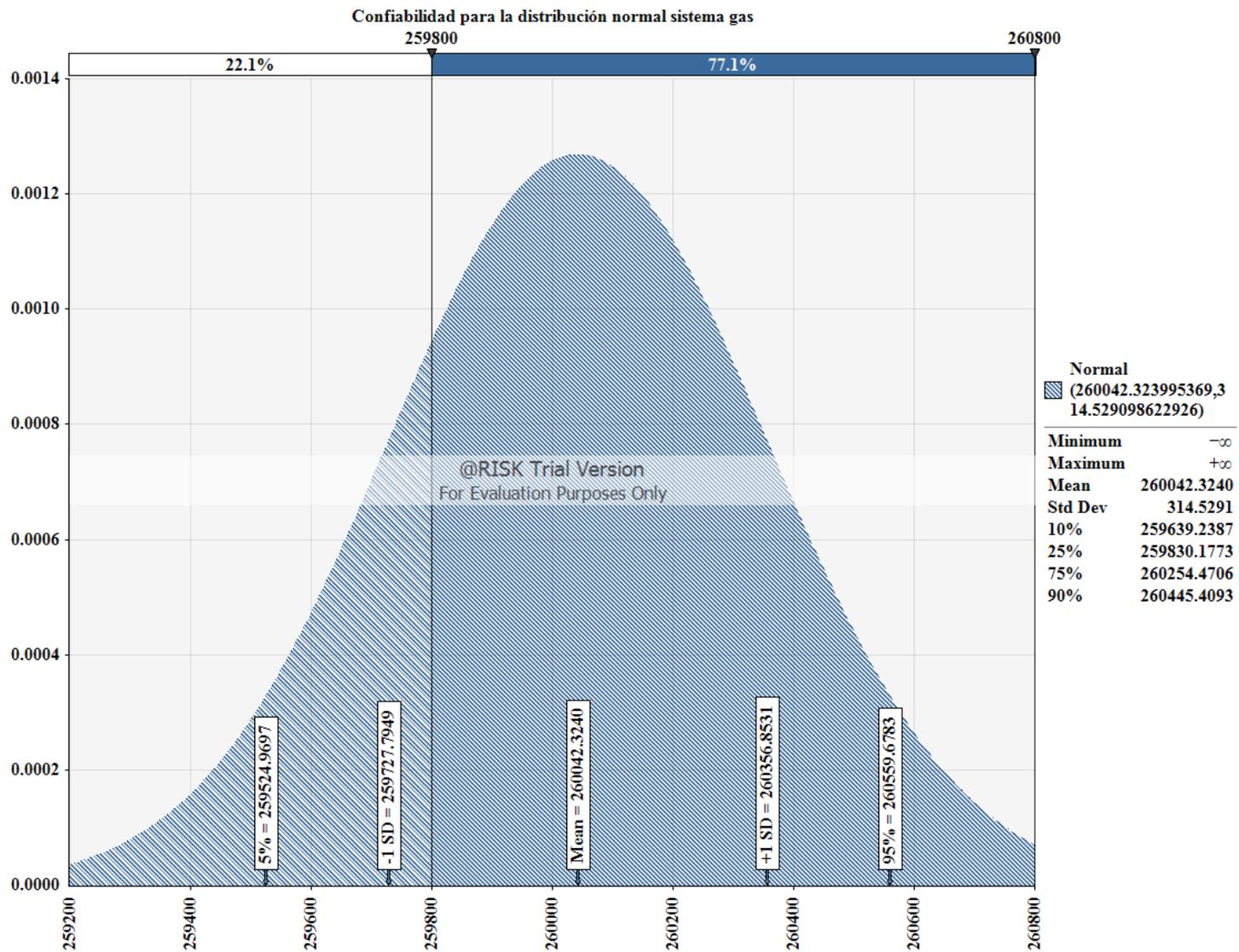


Figura 4.8. Confiabilidad para la distribución normal sistema gas

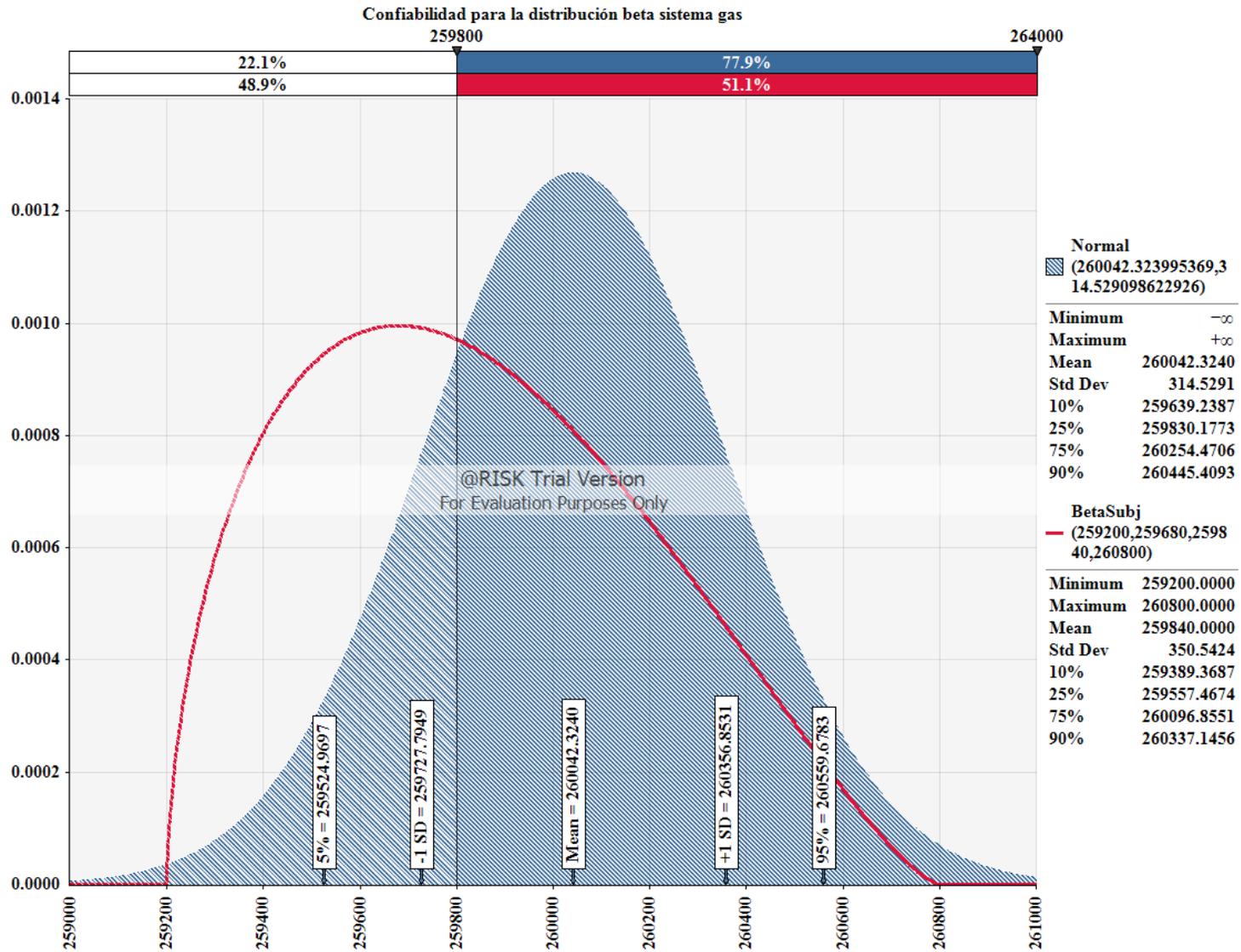


Figura 4.9. Confiabilidad para la distribución beta sistema gas

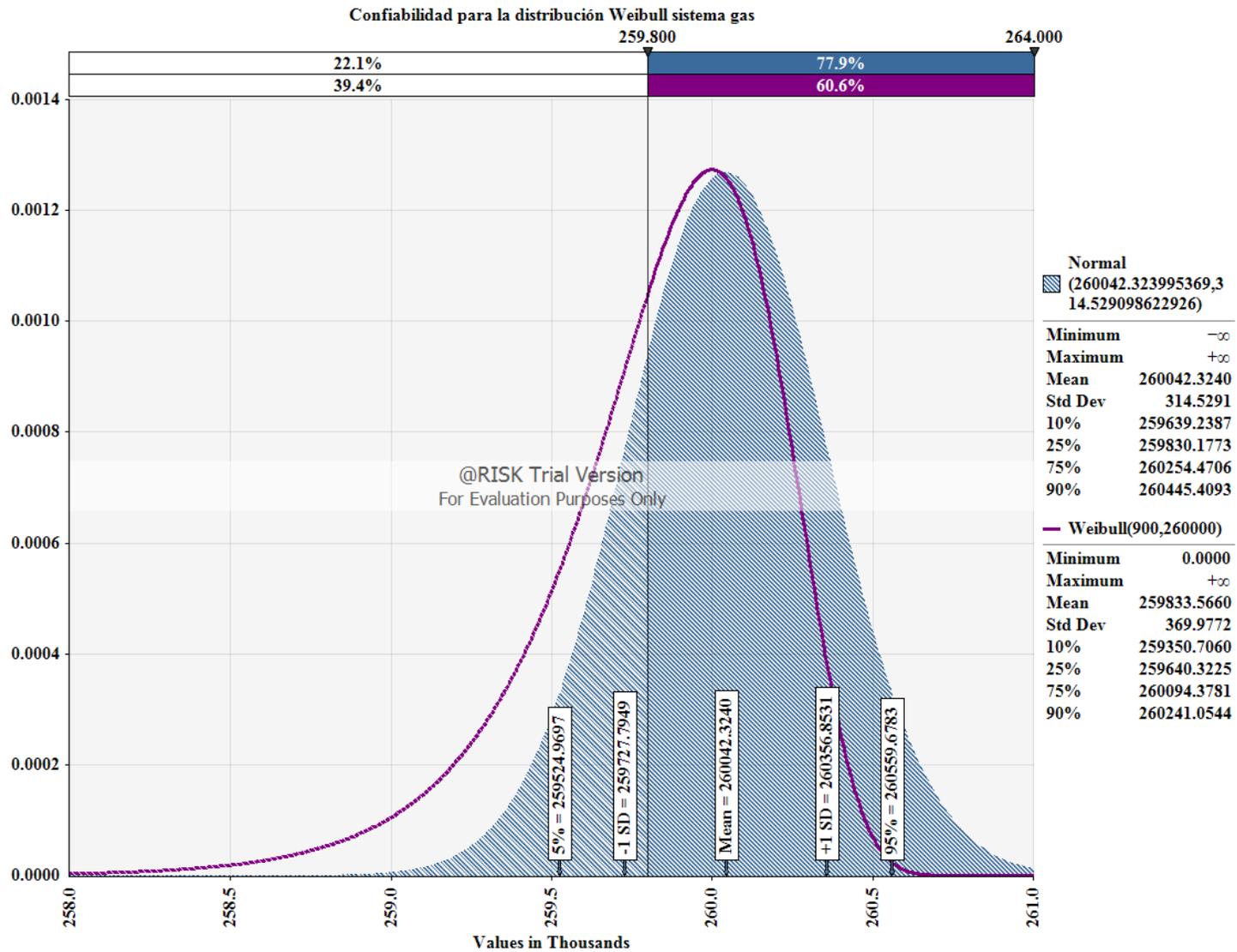


Figura 4.10. Confiabilidad para la distribución Weibull sistema gas

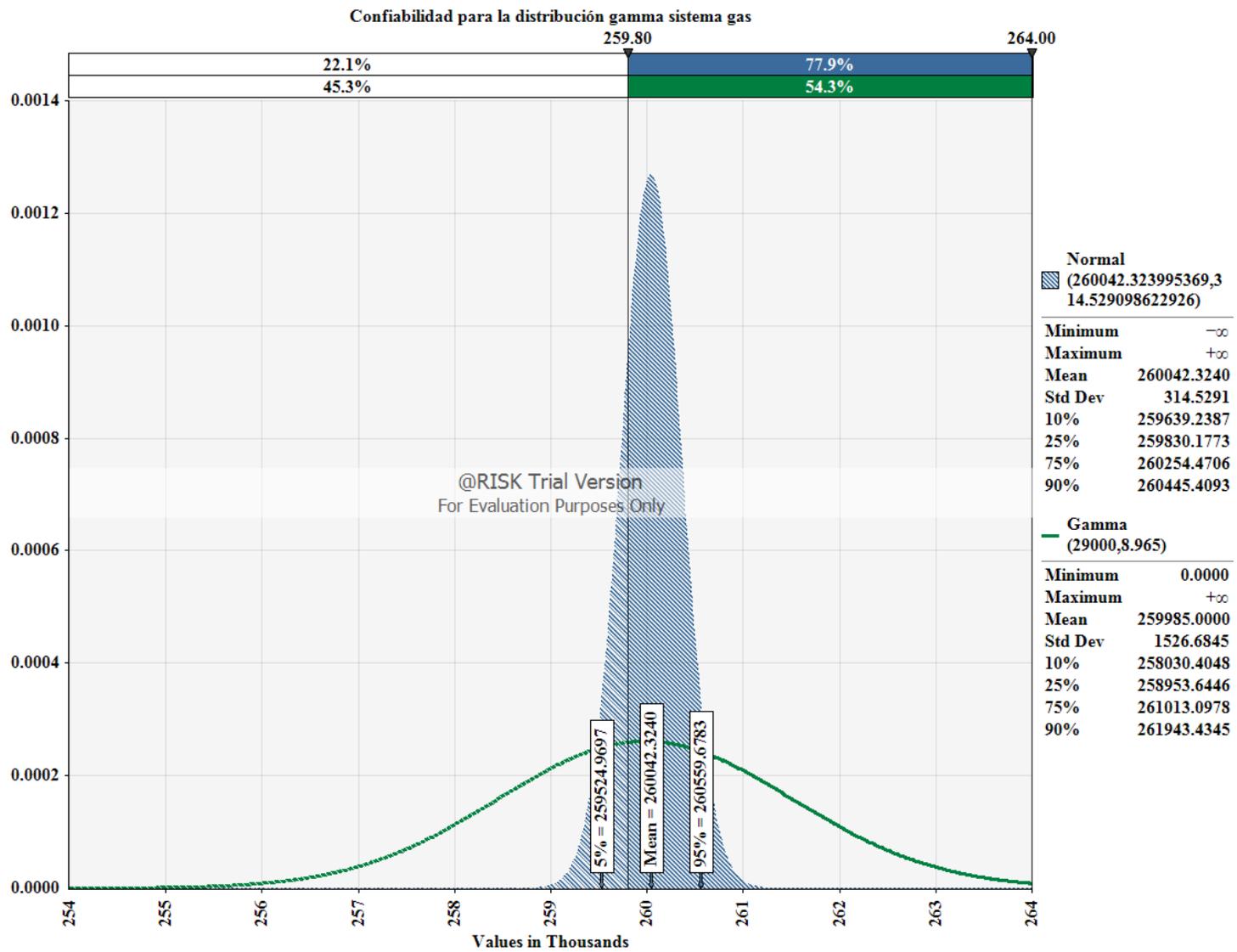


Figura 4.11. Confiabilidad para la distribución gamma sistema gas

Tabla 4.11. Confiabilidad por distribución normal sistema gas

$F(t)$	0.211
$R(t) = 1 - F(t)$	0.789

Tabla 4.12. Confiabilidad por distribución beta sistema gas

$F(t)$	0.489
$R(t) = 1 - F(t)$	0.511

Tabla 4.13. Confiabilidad por distribución Weibull sistema gas

$F(t)$	0.394
$R(t) = 1 - F(t)$	0.606

Tabla 4.14. Confiabilidad por distribución gamma sistema gas

$F(t)$	0.453
$R(t) = 1 - F(t)$	0.547

4.5.2 Sistema de producción de petróleo

Al elaborar el histograma de frecuencias de los datos experimentales generada para el sistema de petróleo como resultado de la simulación Monte Carlo, *Figura 4.12*, se presenta en esta sección el análisis de confiabilidad. Al igual que el sistema de gas, se procede a escoger una función de densidad de probabilidad que tenga la apariencia de una curva de frecuencias similar. Las distribuciones normal, gamma, Weibull y beta también se eligieron para este caso de estudio.

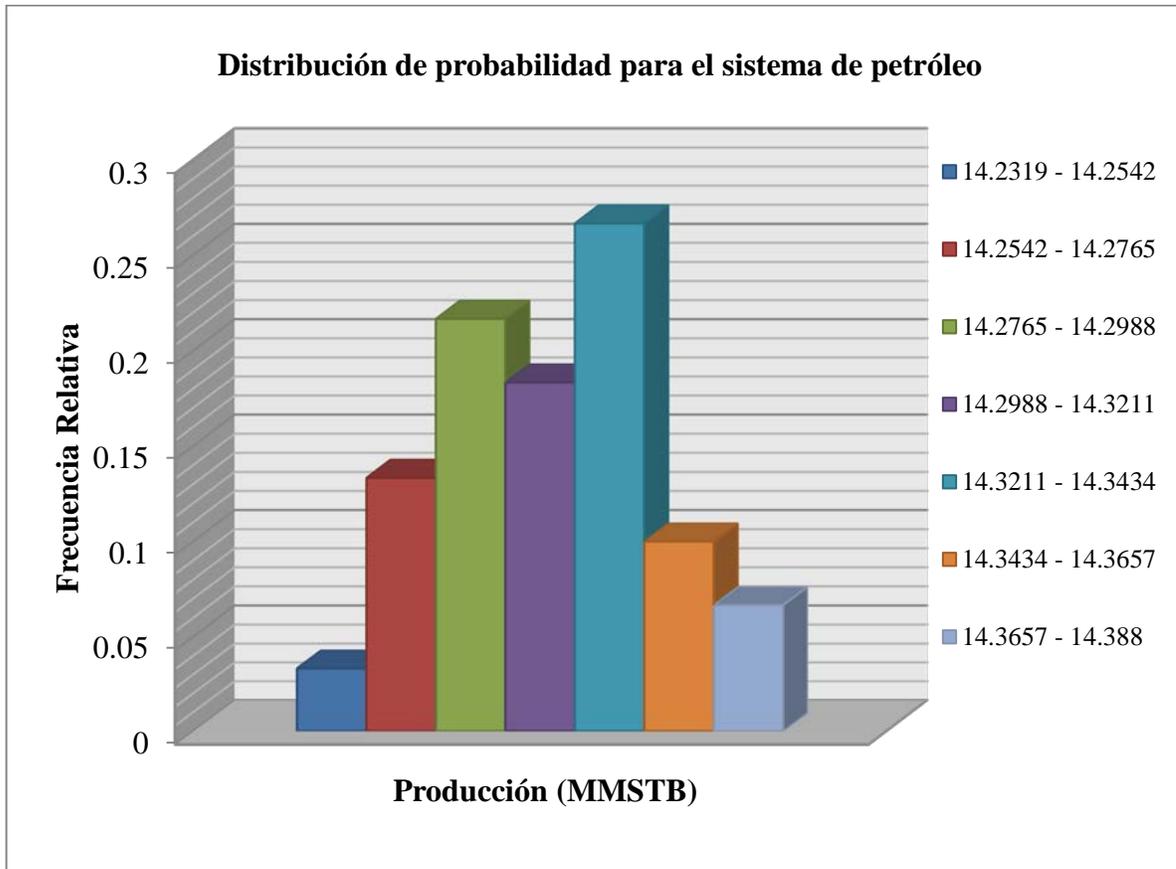


Figura 4.12. Distribución de probabilidad del sistema de producción de petróleo

El cálculo de la función de densidad de probabilidad para el sistema de producción de petróleo con la distribución normal se realizó también en Excel. La *Tabla 4.15* muestra los resultados obtenidos. Se evaluó el error entre la probabilidad experimental obtenida y la probabilidad calculada, y se minimizó con la función *solver* de Excel variando la media y la desviación estándar para tener un mejor ajuste. El resultado final de μ y σ para la distribución normal se muestra en la *Tabla 4.16* para este sistema. Para la generación de las gráficas ajustadas se utilizó también el software @Risk. El uso del software permitió introducir varias distribuciones de probabilidad en una sola gráfica. La *Figura 4.13* muestra la gráfica generada por el software donde se comparan los diferentes tipos de distribuciones de probabilidad para el sistema de petróleo.

Tabla 4.15. Resultados obtenidos para el sistema de petróleo

Intervalo (MMSTB)	Frecuencia	P(X) exp	P(X) calc	Error
14.2319 - 14.2542	2	0.03333	0.002993	0.00092
14.2542 - 14.2765	8	0.13333	0.024660	0.01181
14.2765 - 14.2988	13	0.21667	0.118398	0.00966
14.2988 - 14.3211	11	0.18333	0.344487	0.02597
14.3211 - 14.3434	16	0.26667	0.351032	0.00712
14.3434 - 14.3657	6	0.10000	0.121945	0.00048
14.3657 - 14.388	4	0.06667	0.025701	0.00168
	60	1.00000	0.989216	0.05763

Tabla 4.16. Parámetros obtenidos para el sistema de petróleo

Media	14.3213523
Desviación Estándar	0.02848807

Las características de las distribuciones, como se mencionó anteriormente, pueden tener errores conceptuales en la selección del modelo probabilístico de la función de densidad de probabilidad. Por lo tanto, pueden generar un ajuste deficiente en la distribución de frecuencias y obtener como resultado afirmaciones probabilísticas incorrectas que conducen a interferencias erróneas sobre el caso de estudio analizado. De manera muy similar que en el caso de producción de gas las distribuciones de probabilidad convencionales obtenidas son muy parecidas a las del sistema de petróleo.

Una vez logrado el mejor ajuste de los datos para el sistema de petróleo se procede a realizar el cálculo eventual de la confiabilidad, para analizar con más seguridad si es posible obtener la producción deseada. Suponiendo que se desea obtener una producción de 14.300 MMSTB de petróleo con este sistema. Las *Figuras 4.14* a la *4.17* presentan las graficas generadas por el software para cada distribución de probabilidad con la cantidad de petróleo que se desea producir. Aplicando la ecuación (4.20) las *Tablas 4.17* a la *4.20* muestran los resultados de confiabilidad obtenidos para cada distribución de probabilidad para el sistema de producción de petróleo.

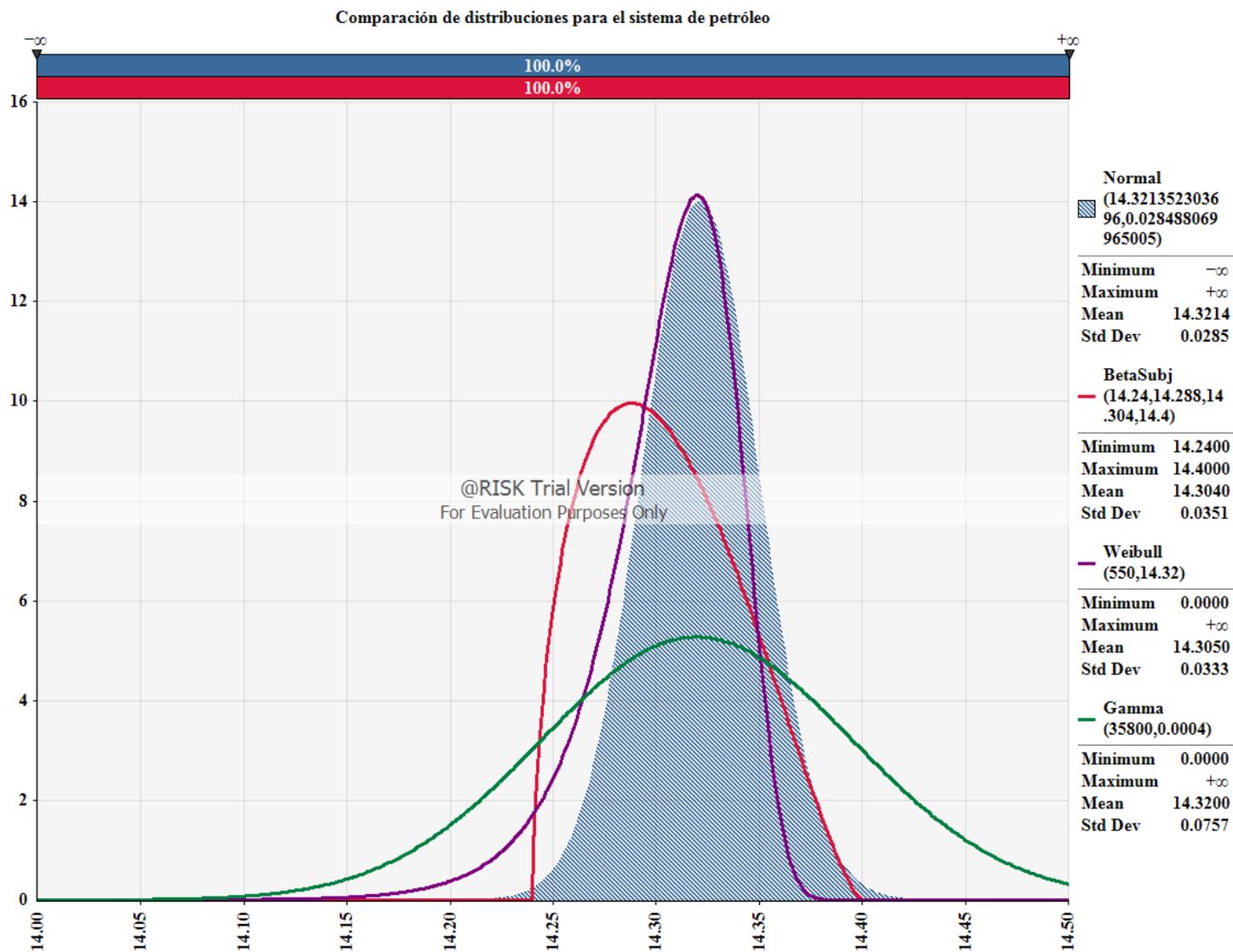


Figura 4.13. Comparación entre distribuciones de probabilidad para el sistema de petróleo

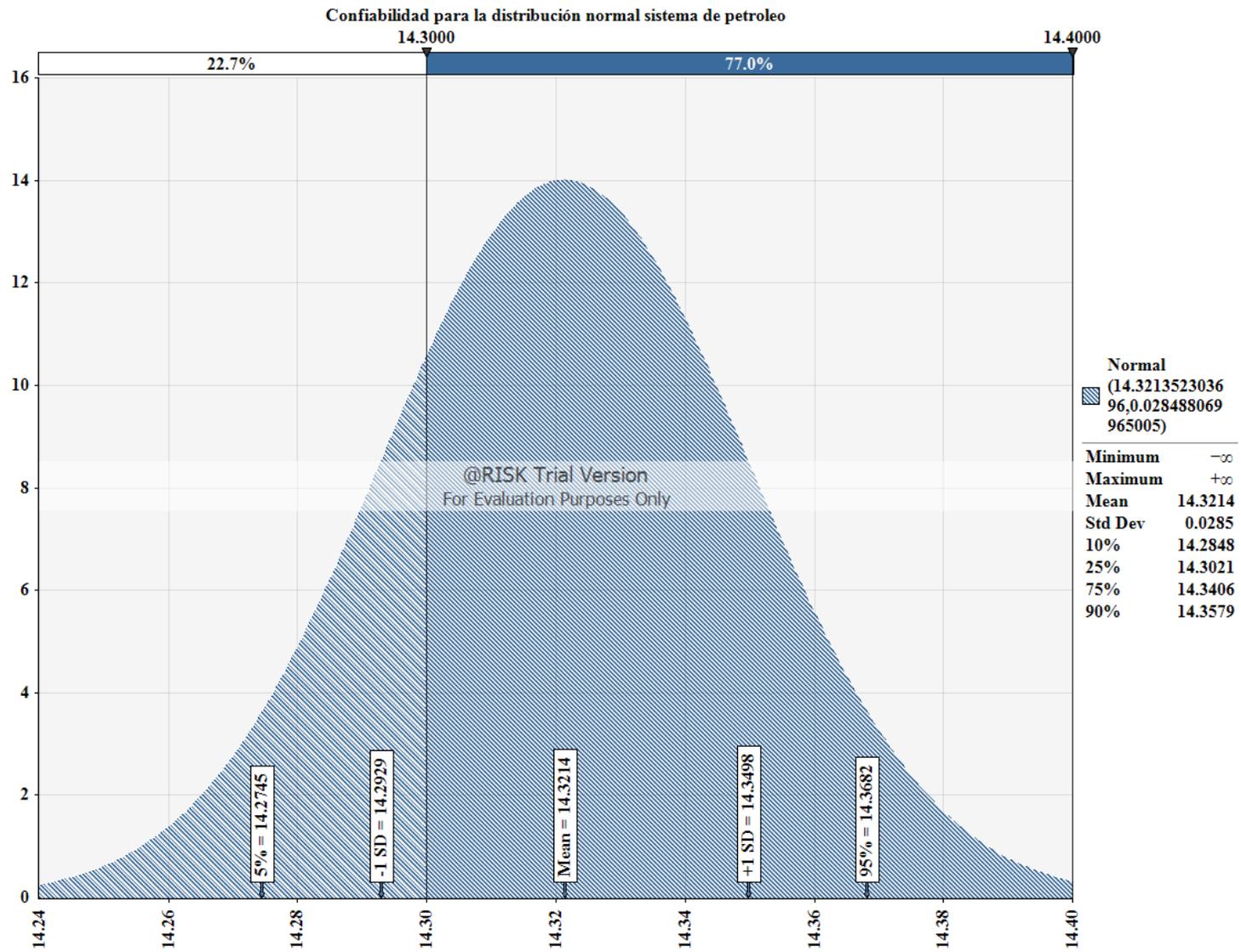


Figura 4.14. Confiabilidad para la distribución normal sistema petróleo

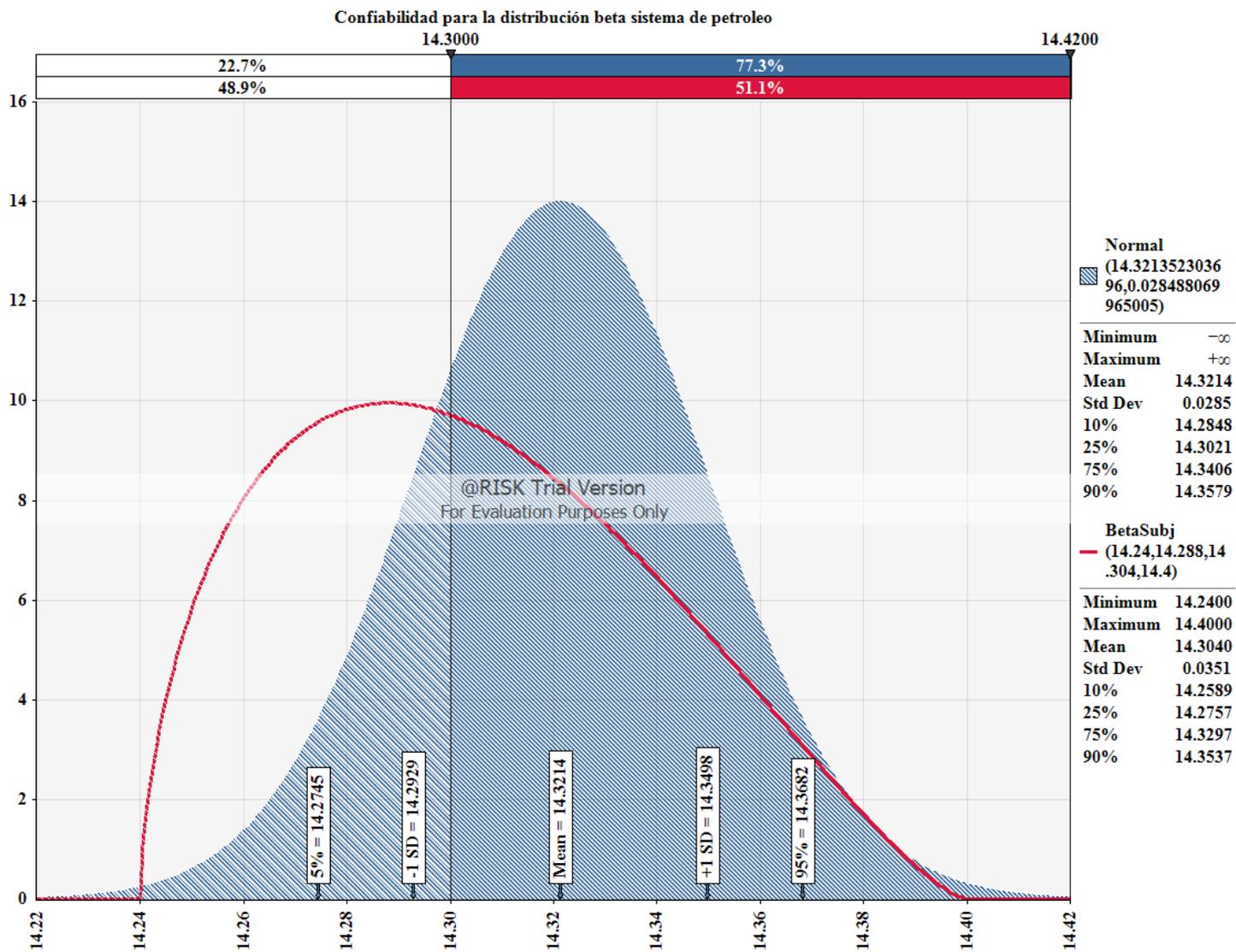


Figura 4.15. Confiabilidad para la distribución beta sistema petróleo

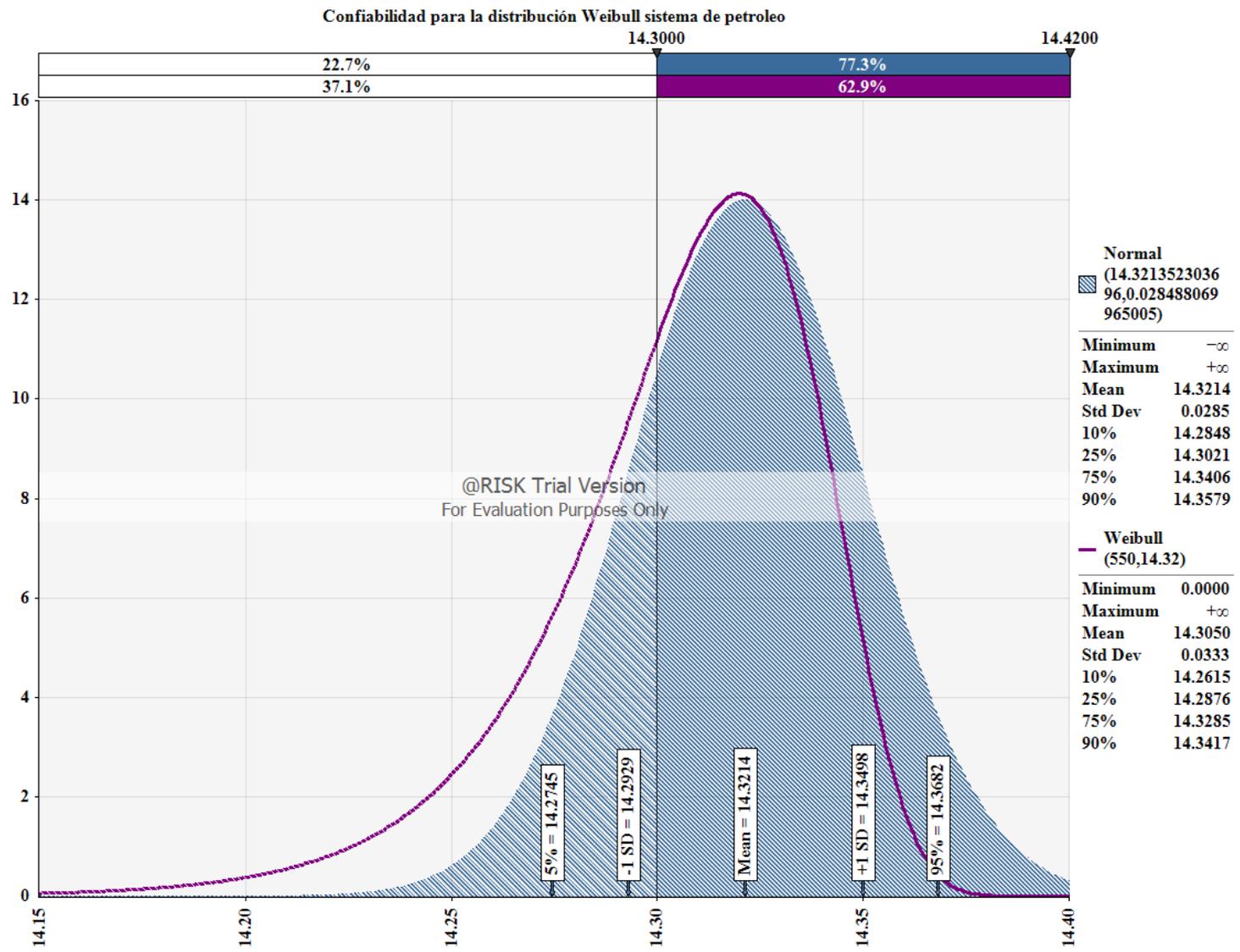


Figura 4.16. Confiabilidad para la distribución Weibull sistema petróleo

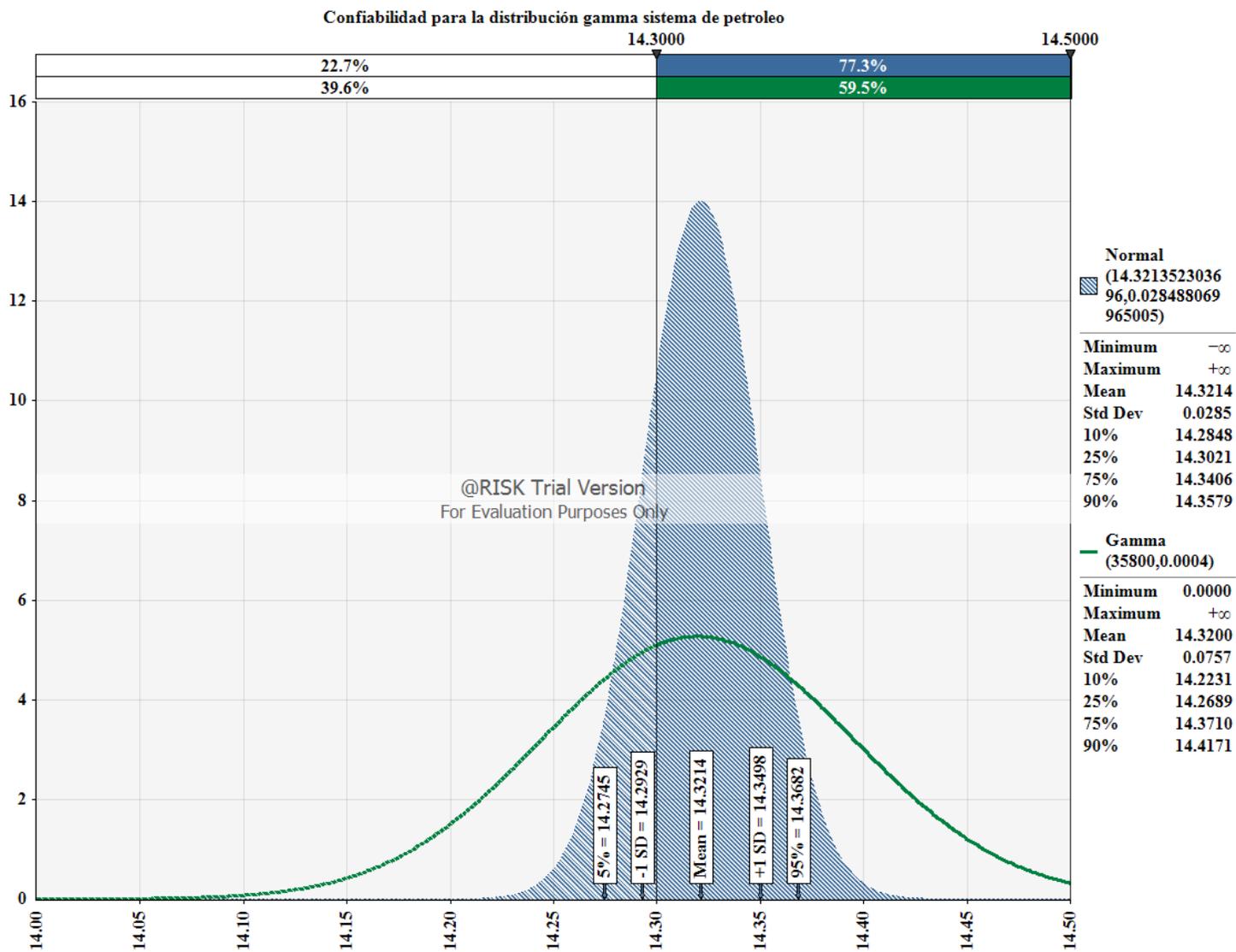


Figura 4.17. Confiabilidad para la distribución gamma sistema petróleo

Tabla 4.17. Confiabilidad para la distribución normal sistema de petróleo

$F(t)$	0.227
$R(t) = 1 - F(t)$	0.773

Tabla 4.18. Confiabilidad para la distribución beta sistema de petróleo

$F(t)$	0.489
$R(t) = 1 - F(t)$	0.511

Tabla 4.19. Confiabilidad para la distribución Weibull sistema de petróleo

$F(t)$	0.371
$R(t) = 1 - F(t)$	0.629

Tabla 4.20. Confiabilidad para la distribución gamma sistema de petróleo

$F(t)$	0.396
$R(t) = 1 - F(t)$	0.604

Los resultados en el cálculo de la confiabilidad obtenidos para el sistema de producción de gas y de petróleo son similares, y considerando la existencia de los errores conceptuales mencionados anteriormente podemos concluir que la confiabilidad de obtener la producción deseada tanto para el sistema de producción de gas como para el sistema de producción de petróleo es un poco mas del 51%. Ciertamente, una alta confiabilidad, por si sola, no garantiza “buenos” resultados. La confiabilidad es una condición necesaria, pero no suficiente para obtener resultados lo suficientemente ciertos debido a que es imposible eliminar la incertidumbre y el riesgo por completo.

CAPÍTULO 5

Conclusiones y Recomendaciones

En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo realizado e incluye algunas recomendaciones apropiadas para continuar con esta línea de investigación.

5.1 Conclusiones

En este trabajo se desarrolló una estrategia que permite disminuir la incertidumbre en la predicción de la producción a través de la incorporación del efecto de las fallas en los sistemas de producción y extracción de gas y de petróleo a través de simulaciones Monte Carlo. Los resultados permiten producir la curva de no-confiabilidad la cual es ajustada a una función de distribución de probabilidad para el análisis del riesgo de la producción. La función de distribución de probabilidad ofrece un modelo para la distribución real de los datos existentes o que puede generarse repitiendo experimentos. En este trabajo se usaron cuatro clases específicas de funciones de densidad de probabilidad –normal, beta, Weibull y gama– las cuales proporcionaron una amplia variedad de modelos para distribuciones de las frecuencias estudiadas. Es posible emplear otras funciones de distribución de probabilidad para representar la situación real. Sin embargo, las cuatro descritas son las que se encuentran en los paquetes estadísticos típicos y parecen proporcionar semejanzas valiosas con los resultados.

El propósito de disminuir la incertidumbre en la predicción de la producción al incorporar el efecto de las fallas en las partes del sistema de producción permite visualizar si es posible satisfacer una demanda y cumplir con los tratados o contratos y así evitar demandas insatisfechas y posibles multas. La curvas de no disponibilidad obtenidas en este trabajo asumen que dependen exclusivamente de las fallas de algún dispositivo o equipo del sistema. Los resultados particulares de confiabilidad obtenidos muestran que, para el caso

del sistema de producción de gas, demandar una producción del 93% de la producción máxima posible tiene una confiabilidad mínima del 51% usando una distribución beta y máxima de 77% si se aplica la distribución normal. Estos valores de confiabilidad se repiten para el sistema de producción de petróleo pero para una reducción de la producción del 82%. Considerando los errores conceptuales mencionados en el texto de la tesis, los resultados de la distribución beta son más confiables. Sin embargo, la distribución Weibull es una de las distribuciones de probabilidad más comúnmente usada en casos de estudio para modelar situaciones del tipo tiempo- falla. Para el caso de estudio se obtiene un 60% de confiabilidad cuando se usa la distribución de Weibull.

La Confiabilidad impacta directamente sobre los resultados en lograr la satisfacción de la demanda y cumplimiento con los contratos establecidos. La estrategia desarrollada en este trabajo proporciona una disminución de la incertidumbre en la evaluación de la producción total en los sistemas de producción de gas y de petróleo.

5.2 Trabajos Futuros

Al aplicar el paquete comercial, confirmamos que no existen paquetes que modelen adecuadamente el efecto tanque que se produce en el *wellbore*. Esta parte del pozo se comporta como un tanque cuya operación es en estado estacionario únicamente en los yacimientos altamente productivos. En los casos de yacimientos con alto grado de declinación, actualmente muy comunes, llamados también pozo inteligentes, su operación tiene efectos transitorios que afectan la producción durante los períodos considerados. Por otro lado, es conveniente revisar las estrategias de análisis de riesgo recientes para definir acciones conclusivas a la luz de los resultados de la simulación de los pozos en los yacimientos.

Referencias Bibliográficas:

- Ahmed, T.** (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. (2nd, Ed.) Houston, Texas: Butterworth-Heinemann Gulf Profesional Publishing.
- Allais, M. E.** (1956). Évaluation des Perspectives Économiques de la Recherche Minière sur de Grands Espaces—application au. *Revue del Industrie Minérale* , 329– 383.
- AOP** (2002). Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos. Recuperado el 2009 de Febrero, de El petroleo: <http://elpetroleo.aop.es/indexelpetroleo.asp>
- Azcona, J. P.** (2008). Monografias. Recuperado el Febrero de 2009, de Perforación y terminación de pozos petroleros: <http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml#ele>.
- Barragán Hernandez, V., Vázquez Roman, R., Rosales Marines, L., & García Sánchez, F.** (2005). A strategy for simulation and optimization of gas and oil production. *Computer & Chemical Engineering* , 30, 215 - 227.
- Beggs, H. D.** (2003). *Production Optimization Using NODAL Analysis*. USA: OGCI and Petroskills Publications.
- Carrillo Barandiaran, L.** (2006). SPE Universidad Nacional de Ingenieria. Recuperado el Enero de 2009, de Ingenieria de Reservorios: <http://lima.spe.org/article.cfm?id=94>
- Casal, J., Montiel, H., Planas, E., & Vílchez, J. A.** (1999). *Análisis del Riesgo en Instalaciones Industriales*. Barcelona: Ediciones UPC.
- CCPS** (1998). *GUIDELINES FOR Improving Plant Reliability through Data Collection and Analysis*. (5th, Ed.) New York, USA: American Institute of Chemical Engineers.

-
- Demirmen, F.** (2001). Subsurface appraisal: the road from reservoir uncertainty to better economics. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, .
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Economides, C. E.** (1994). Petroleum Production Systems. United State of America: Prentice Hall Petroleum Engineering Series.
- Espinoza, C.** (2004). Ley de Darcy. Recuperado el Febrero de 2009, de <http://www.cec.uchile.cl/%7Eci51j/txt/Apuntes/Tema03.pdf>
- García, J.** (2008). Comunidad Petrolera. Obtenido de Modelaje de Yacimientos: http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/simulacion-numerica-de-yacimientos_7211.html
- IMP** (Diciembre de 2008). Instituto Mexicano del Petroleo. Recuperado el Febrero de 2009, de Tipos de Petroleo: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
- Markowitz, H.** (1952). Portfolio selection. The Journal of Finance , VII (1), 77– 91.
- Markowitz, H.** (1956). The optimization of a quadratic function subject to linear constraints. Naval Research Logistics Quarterly , III, 111 –133.
- Modarres, M.** (2006). Risk Analysis in Engineering, Techniques, Tools, and Trends. United States of America: Taylor & Francis Group.
- Montgomery, D. C., y Runger, G. C.** (2008). Probabilidad y Estadística Aplicados a la Ingeniería. (2nd, Ed.) México, D.F.: Limusa Wiley.
- OREDA** (2002). Offshore Reliability Data Handbook. (4th, Ed.) SINTEF Industrial Management.
- Palisade** (2009). Fabricante de Software de Analisis de Riesgo. Recuperado el Enero de 2009, de @Risk 5.0: <http://www.palisade-lta.com/risk/>

-
- Petroleum Experts.** (2009). Petroleum Experts. Recuperado el Octubre de 2008, de <http://www.petex.com/>
- Schiozer, D. J.,** Ligerio, E. L., Suslick, S. B., Costa, A. P., & Santos, J. A. (2004). Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition . *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 44, 131 - 141.
- Sedigas** (2007). Estado de las reservas. Recuperado el Octubre de 2008, de <http://www.sedigas.es/informeannual/EstadoReservasGasMundo.htm>
- Smith, D. J.** (1997). Reliability, Maintainability and Risk. Practical Methods for Engineers. (5th, Ed.) USA: Butterworth - Heinemann.
- Steagall, D., & Schiozer, D.** (2001). Uncertainty analysis in reservoir production forecast during the appraisal and pilot production phases. SPE Reservoir Simulation Symposium .
- Suslick, S. B., & Schiozer, D. J.** (2004). Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 44, 1 - 9.
- UJI.** (Febrero de 2003). Lección 11. Experiencia y ley de Darcy. Obtenido de <http://www.agua.uji.es/pdf/leccionRH11.pdf>
- Vasquez, K. R.** (2008). Effect of Availability on Multi - Period Planning of Oil and Gas Production Systems. requirements for the degree of master of science . Bryan Collage Station.
- Viking-Engineering** (1996). Well Construction. Recuperado el Octubre de 2008, de <http://www.vikingeng.net/well.asp>

-
- Walas, S. M.** (1985). Phase Equilibria in Chemical Engineering. USA: Butterworth - Heinemann.
- Walls, M. R.** (2004). Combining decision analysis and portfolio management to improve project selection in the exploration and production firm. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 44, 55 - 65.
- Walls, M. R.** (March 2007). *Managing Risks and Strategic Decisions in Petroleum Exploration & Production*. Houston, Texas.
- Walls, M. R., & Dyer, J. S.** (1996). Risk propensity and firm performance: A study of the petroleum exploration industry. Division of Economics and Business. Colorado School of Mines. University of Texas at Austin .
- Wikipedia** (Enero de 2009). Distribucion de Probabilidad. Recuperado el Febrero de 2009, de http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_probabilidad
- Yetena, B., Brouwer, D., Durlfokya, L., & Aziz, K.** (2004). Decision analysis under uncertainty for smart well deployment. *Journal Petroleum Science & Engineering* , 44, 175 - 191.