Metodología Estocástica Integral de Valoración de Activos de Producción - **MEIVAP®**

MEDARDO YAÑEZ M, KARINA SEMECO S., MIGUEL AGÜERO L., HERNANDO GOMEZ DE LA VEGA M., MICHELE LECCESE P., MANUEL FREITAS M., PEDRO GIL V., JOSÉ FARIÑAS G., KARINA MEDINA B.

1. Generalidades.

MEIVAP® es una metodología dedicada especialmente a la evaluación integral y optimización de Proyectos de Explotación; es decir, proyectos para extraer las reservas de hidrocarburo asociadas a un Activo de Producción. Es un enfoque de naturaleza estocástica, que integra técnicas de Análisis Probabilístico de Riesgos; Gerencia de la Incertidumbre e Ingeniería de Confiabilidad, en una metodología que permite:

- Valoración integral de la robustez del negocio asociado a un Proyecto de Explotación.
- Diseño de una estrategia óptima para manejar el negocio.
- Diseño de un portafolio de Opciones de Mitigación de Riesgo conformado por acciones específicas que atiendan riesgos críticos.

El producto principal de **MEIVAP®** es un Plan de Explotación Optimizado, hecho a la medida y compuesto por acciones técnicamente factibles, económicamente rentables y presupuestariamente viables; que apuntan a:

- Maximizar la rentabilidad a un riesgo tolerable.
- Alcanzar las metas de producción y de desarrollo de reservas.
- Cumplimiento de obligaciones legales y contractuales.
- Respetar las restricciones presupuestales.

MEIVAP® es una evolución de reconocidos estándares internacionales para la evaluación, planeación y optimización de proyectos; tales como FEL (Front End Loading) propuesto por IPA y LCCA (Life Cycle Cost Analysis) impulsado por ISO; y fue diseñado por R2M teniendo en cuenta las dificultades y retos particulares de los Proyectos de Explotación.

Los elementos diferenciadores de **MEIVAP®** son:

- Identificación y evaluación de múltiples opciones de desarrollo o escenarios de explotación factibles. Considerando para cada uno lo siguiente:
  - Análisis de todas las etapas del ciclo de vida del Proyecto de Explotación, desde el diseño, procura y construcción, hasta la operación, mantenimiento y desincorporación o abandono.
  - Tratamiento probabilístico y caracterización de la incertidumbre de variables físicas y procesos que gobiernan el yacimiento, variables operacionales asociadas a la extracción, tratamiento, transporte y almacenamiento de la producción y variables financieras que regulan la rentabilidad del negocio
  - Modelaje estocástico de Volúmenes y Reservas de Hidrocarburos, Pronóstico de Producción y Pronósticos de OPEX y CAPEX.
  - Evaluación económica estocástica; lo cual implica la considerar y transferir los efectos de las incertidumbres de variables y de los pronósticos estocásticos en los modelos financieros y de decisión, para identificar y dimensionar riesgos críticos para el proyecto.
  - Generación de un portafolio de Opciones de Mitigación de Riesgo conformado por acciones específicas capaces de eliminar o mitigar los riesgos críticos identificados.
- Jerarquización de los escenarios evaluados; con bases "multicriterio", para la selección del Escenario de Explotación Óptimo.
- Su aplicación se soporta en una Suite de Herramientas Computacionales, de arquitectura abierta, y de fácil uso y comprensión, diseñadas para agilizar la caracterización probabilística de incertidumbre de las variables, la generación de pronósticos estocásticos y su integración con modelos económicos y financieros y el análisis de sensibilidad de variables de decisión críticas.

2. MEIVAP®- - Análisis Económico Estcastico del Ciclo de Vida de Producción de Hidrocarburos.

La metodología MEIVAP® tiene como eje central la metodología evolucionada descrita en la Sección 3 del Capítulo 3 llamada Análisis Económico Estocástico del Ciclo de Vida de Activos AEECVA; adecuada en este caso a los retos y dificultades particulares de los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos.

El objetivo fundamental de aplicar la metodología AEECVA a Proyectos de Explotación de Hidrocarburos, es seleccionar de las posibles opciones factibles, técnica y financieramente, la mejor para desarrollar un proyecto de explotación, evaluando todo el horizonte de vida del mismo, desde la etapa de estudios preliminares hasta la desincorporación de instalaciones y abandono del campo.

La selección de la mejor opción para el desarrollo implica la identificación de manera secuencial y metódica de las incertidumbres y riesgos asociados a cada opción de desarrollo, y el diseño de una estrategia que permita reducir los riesgos identificados y que, de manera "realista", apunte a maximizar la recuperación y rentabilidad de los campos y prospectos de un activo, aumentar la eficiencia de la inversión y acelerar la extracción de las reservas y recursos prospectivos.

El AEECVA aplicado a Proyectos de Explotación de Hidrocarburos sustenta sus resultados en la rigurosa caracterización probabilista de las variables físicas que gobiernan el yacimiento, las variables asociadas a la extracción, transporte y almacenamiento de la producción y las financieras que regulan la rentabilidad del negocio, así como la cuantificación y propagación de sus incertidumbres en los modelos económicos y de decisión, que finalmente se traducen en riesgos para el proyecto.

A continuación, se detalla un ejemplo de la aplicación de la MEIVAP®

En este ejemplo se seguirá el esquema planteado en el Flujograma mostrado en la **Error! Reference source not found.** (Capítulo 3, Sección 3).

Paso 1: Elaborar el Portafolio de Opciones de Desarrollo.

La metodología MEIVAP® exige la identificación, evaluación y jerarquización de múltiples posibilidades de desarrollo. Este proceso se soporta en su etapa inicial en la llamada "Matriz de Visualización de Opciones de Desarrollo".

Esta matriz correlaciona los distintos aspectos técnicos que puede influir en el desarrollo de un proyecto; en esta metodología denominados "categorías de decisión", con las múltiples opciones que cada "categoría de decisión" puede tener, para conformar posteriormente, por combinatorias, múltiples escenarios u opciones de desarrollo.

La "Matriz de Visualización de Opciones de Desarrollo" es una herramienta de "generación" de oportunidades o "escenarios", cuya salida o producto es un "portafolio de opciones de desarrollo técnicamente factibles", cada una de las cuales será posteriormente evaluada.

El proceso para generar el "portafolio de opciones de desarrollo técnicamente factibles" se divide en dos fases:

- Fase 1: Construcción de la Matriz de Visualización de Opciones.
- Fase 2: Reducción de escenarios mediante la identificación de combinaciones técnicamente no posibles y conformación del Portafolio de Opciones de Desarrollo que se evaluaran.

Fase 1: Construcción de la Matriz de Visualización de Opciones.

Para explicar la construcción de la Matriz de Visualización de Opciones, a continuación se presenta, a manera de ejemplo, una Matriz desarrollada y propuesta por un equipo de expertos para el desarrollo de un Activo de Gas, la cual considera y evalúa siete (07) columnas o "categorías de decisión" y 13 filas con las opciones de las mencionadas categoría de decisión; lo cual resulto en la Matriz de Visualización de Opciones que se muestra en la Figura 4. 1, y que genera 15,795 posibles combinaciones para análisis.

Fase 2: Reducción de escenarios mediante la identificación de combinaciones técnicamente no posibles y conformación del Portafolio de Opciones de Desarrollo que se evaluaran.

En esta etapa se contempló identificar con un análisis técnico cuantas de las 15795 posibles combinaciones de la Matriz de la Figura 4. 1 no son posibles ó factibles de aplicar, y posterior a dicha identificación, utilizar una herramienta basada en algoritmos de restricciones; en la cual esas combinaciones no posibles se introducen y se logra totalizar las combinaciones técnicamente posibles en el activo, que permitirán la generación de escenarios a evaluar.

En la Figura 4. 2 se puede apreciar, un ejemplo donde con las restricciones técnicas seleccionadas se logró reducir los escenarios de 15,795 a 12,150.

Es importante resaltar que la herramienta genera todas las combinaciones posibles y elimina aquellas donde se presente un "par técnicamente no posible".

Con relación al análisis e identificación técnica de combinaciones no posibles ó pares de restricciones consideradas para este proyecto, es preciso mencionar que resultó un total de ocho (08) grupos de restricciones de los cuales, a continuación, se detallan el razonamiento base y la justificación de su no aplicabilidad en el presente activo.

	Areas	Diseño de Pozos	Productividad			Producción	Instalaciones
	Areas a Desarrollar	Tipo de Pozo	Disparo	Estimulación	Mejoras en el sistema Yacimiento - Pozo.	Producción	Instalaciones
	A	B	C	D	E	F	G
1	Occidental	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Convencional	No requiere Fractura	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes
2	Central	Pozos Direccionales	No Convencional	Fractura Convencional	Recuperación Mejorada	Producción en Conjunto	Nuevas
3	Oriental	Pozos Horizontales	Híbrido (Convensional + No convensional)	Híbrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales + Recuperación Mejorada	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
4	Sabinas	Pozos Multilaterales					
5	Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)					
6	Occidental + Central						
7	Occidental + Oriental						
8	Occidental + Sabinas						
9	Central + Oriental						
10	Central + Sabinas						
11	Oriental + Sabinas						
12	Occidental + Central + Oriental + Sabinas						
13	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria						

Escenarios Iniciales = 13 x 5 x 3 x 3 x 3 x 3 x 3 = 15795 Combinaciones Posibles

Figura 4. 1. Matriz de Visualización de Opciones Resultante

Espejo de la Matriz de Visualización de Opciones

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	1A	1B	1C	1D	1E	1F	1G	
2	2A	2B	2C	2D	2E	2F	2G	
3	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	
4	4A	4B						
5	5A	5B						
6	6A							
7	7A							
8	8A							
9	9A							
10	10A							
11	11A							
12	12A							
13	13A							
14								
15								

Escenarios Totales:
15,795

Escenarios Válidos:
16

Generación de Escenarios

Restricciones Técnicas
(pares técnicamente no posibles)

Áreas	Pozos No Convencionales
Restriciones	
1A	2B
1A	3B
1A	4B
2A	2B
2A	3B
2A	4B
3A	2B
3A	3B
3A	4B
4A	2B
4A	3B
4A	4B
5A	2B
5A	3B
5A	4B

Figura 4. 2. Herramienta para racionalización de Escenarios.

Grupo 1: 39 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de pozos direccionales, pozos horizontales ó multilaterales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas (Central, Occidental, Oriental y R2M), pueden construirse "exclusivamente" pozos no convencionales" (Direccionales, Horizontales ó Multilaterales)".

Justificación Técnica: Pozos Horizontales, Direccionales de Alto Ángulo y Multilaterales: El elevado costo de los pozos horizontales, multilaterales ó de alto ángulo exige un cuidadoso análisis y planeación que considere entre otros factores, los siguientes: Continuidad del yacimiento, espesor, características petrofísicas, dirección de las fracturas naturales, permeabilidad vertical de la formación, estudios de geomecánica, disponibilidad de reservas, espaciamiento entre pozos y un análisis económico. La complejidad geológica, heterogeneidad y alta compartamentalización de los yacimientos de gas en la cuenca limita la consideración de una campaña masiva "exclusiva" de perforación de pozos horizontales, multilaterales y direccionales de alto ángulo.

Por lo anterior, la perforación de pozos horizontales, multilaterales y de alto ángulo se limita a sectores donde existan las condiciones geológicas apropiadas (continuidad de yacimientos, buenas características petrofísicas), disponibilidad de reservas y una relación costo beneficio aceptable con la finalidad de disminuir el riesgo y éxito de los trabajos. En ese sentido una campaña masiva y exclusiva de perforación de pozos no convencionales es descartada en el Activo.

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 1, se logró reducir los posibles escenarios de 15,795 a 6,318.

Grupo 2: 26 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de Recuperación Mejorada y/ó el uso de sistemas artificiales en conjunto con recuperación mejorada, con los cuales se acumulan 65 restricciones totales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas (Central, Occidental, Oriental y R2M) ó sus combinaciones, aplica la "Recuperación Mejorada", ni exclusiva ni combinada.

Justificación Técnica: En el caso del Activo bajo análisis, la recuperación mejorada no aplica debido a:

·Condiciones de depósito, las cuales contemplan un modelo geológico heterogéneo, con yacimientos compartamentalizados, sin conexión hidráulica y de muy baja permeabilidad donde las fuerzas capilares son altas, tal complejidad hace "no viable" técnicamente la aplicación de recuperación mejorada.

·El factor de Recuperación de gas en los yacimientos oscila entre 70 y 80% de gas originalmente en sitio. Tal relación de volumen de gas recuperado por flujo natural es alta lo que implica poca probabilidad de incrementar la recuperación en los yacimientos del Activo, mediante algún método de recuperación mejorada.

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 2, se logró reducir los posibles escenarios de 6,318 a 2,106.

Grupo 3: 13 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de instalaciones existentes, con los cuales se acumulan 78 restricciones totales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas (Central, Occidental, Oriental y R2M), ó sus combinaciones, se puede manejar el incremental propuesto de producción "exclusivamente con las instalaciones existentes.

Justificación Técnica: Se ha considerado que no son técnicamente factibles los escenarios del Plan de Explotación que contemple el uso exclusivo de instalaciones existentes, esto debido a:

·Existen campos prospectivos a reactivación, cuya infraestructura actual es obsoleta o insuficiente para soportar el desarrollo esperado.

·Existen campos sin estaciones en el área, cuyo desarrollo actual permite su manejo en instalaciones de otros campos pero que para soportar el desarrollo esperado amerita la construcción de nuevas instalaciones.

·Existen campos de alta productividad y de gran área superficial que para soportar su desarrollo requieren adecuación de la infraestructura existente y adicionalmente la construcción de nuevas instalaciones.

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 3, se logró reducir los posibles escenarios de 2,106 a 1,404.

Grupo 4: 13 pares de restricciones, asociados al "no uso" de fracturas, con los cuales se acumulan 91 restricciones totales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas (Central, Occidental, Oriental y R2M) ó sus combinaciones se puede elaborar un plan para producir sin fracturamiento hidráulico.

Justificación Técnica: El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos más utilizada en el mundo, y se enfoca en resolver problemas relacionados con la baja productividad, que generalmente se atribuyen al daño inducido en la perforación y/o baja permeabilidad del yacimiento.

En el caso del Proyecto, las Áreas Occidental, Central y R2M están conformadas por yacimientos Tight Gas cuya característica de baja permeabilidad exige que todos los pozos terminados en estas áreas sean fracturados hidráulicamente con tecnología de punta. Lo anteriormente expuesto descarta cualquier escenario que considere "no fracturar hidráulicamente".

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 4, se logró reducir los posibles escenarios de 1,404 a 936.

Grupo 5: 13 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de producción en conjunto, con los cuales se acumulan 104 restricciones totales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas (Central, Occidental, Oriental y R2M) ó sus combinaciones se puede elaborar un plan para perforar exclusivamente Pozos que produzcan simultáneamente desde varios yacimientos (Producción Conjunta ó "Commingled").

Justificación Técnica: A pesar del beneficio de la Producción Conjunta ó "Commingled" cuyo objetivo es incrementar la velocidad de extracción de las reservas de yacimientos, ésta no puede aplicarse de manera exclusiva y masiva para el caso Burgos, por las siguientes razones:

·Yacimientos en donde los fluidos de las distintas zonas presenten características físico-químicas que lo hagan incompatibles. La puesta en producción conjunta de zonas que no sean compatibles entre sí, puede traer consecuencias graves que incluso interfieran seriamente la producción, tales como gas dulce, gas amargo y otros elementos indeseables.

·Zonas con diferenciales considerables de presión estática. Esta situación es especialmente peligrosa cuando existen zonas que toman fluidos (zonas fracturadas). Adicionalmente, esta situación implica que debe evitarse colocar en producción conjunta zonas muy distantes entre sí, ya que ello ocasionará cargas de presión fluyentes muy pesadas sobre las zonas inferiores.

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 5, se logró reducir los posibles escenarios de 936 a 624.

Grupo 6: 13 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de disparo no convencional, con los cuales se acumulan 117 restricciones totales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas, ó sus combinaciones, se puede fracturar exclusivamente con Disparos No Convencionales.

Justificación Técnica: La tecnología de disparos no convencionales tienen como objetivo mejorar la productividad de los pozos. Esta tecnología no convencional en esencia busca mayor penetración del disparo, minimizar el daño por disparo mediante operaciones bajo balance y lograr disparos orientados.

El disparo no convencional tiene beneficios para casos "particulares" y la gran heterogeneidad de los yacimientos del Activo no permite su uso de forma exclusiva y masiva. Entre las razones que soportan esta afirmación podemos destacar:

·Todas las Áreas del Activo son Tight Gas; salvo el Área de Sabinas que es de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

·En los yacimientos Tight Gas el beneficio de los disparos no convencionales en cuanto al Gasto Inicial del Pozo, es en algunos casos insignificante y en muchos casos no es rentable realizarlo.

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 6, se logró reducir los posibles escenarios de 624 a 416.

Grupo 7: 13 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de instalaciones nuevas, con los cuales se acumulan 130 restricciones totales.

Razonamiento Base: En ninguna de las cuatro (04) áreas ó sus combinaciones, se va a manejar la producción del Plan de Explotación, exclusivamente con Instalaciones Nuevas".

Justificación Técnica: El uso exclusivo de instalaciones nuevas para el manejo de toda la producción fue descartada por considerar que esta opción no es aplicable dada la existencia de instalaciones en las tres (03) áreas del Activo (Área Oriental, Área Central y Área Occidental) que pueden ser utilizadas para el manejo de la producción esperada (incrementando la capacidad de conexión de pozos, separación de gas, compresión y manejo de gas y líquidos de ser necesario).

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 7, se logró reducir los posibles escenarios de 416 a 208.

Grupo 8: 12 pares de restricciones, asociados al uso exclusivo de cada una de las áreas como escenarios independientes, con los cuales se acumulan 142 restricciones totales.

Razonamiento Base: Todos los escenarios generados con las áreas desde 1A hasta 12A, están contenidos en 13A; es decir, son un sub conjunto de este escenario.

Justificación Técnica: El Modelo para evaluación de Escenarios fue construido de tal forma que permite generar reportes por "Área", "Campo", "Tipo de Actividad", etc.; por lo tanto, al analizar los 16 escenarios relacionados con 13A, que significa (Occidental + Central + Oriental + R2M + Componente Exploratoria), se pueden generar los otros 192 escenarios como subconjuntos de los 16 escenarios mencionados.

Con la aplicación de las restricciones del Grupo 8, se logró reducir los posibles escenarios de 208 a 16.

Con la Fase 2, se culminó el proceso para generar el "portafolio de opciones de desarrollo técnicamente factibles" que se evaluara en la Fase de Visualización y que resultaron en los 16 escenarios que se muestran en la Matriz de Visualización de Oportunidades definitiva que se muestra en la Figura 4. 3.

	Areas	Diseño de Pozos	Productividad			Producción	Instalaciones
	Areas a Desarrollar	Tipo de Pozo	Disparo	Estimulación	Mejoras en el sistema Yacimiento - Pozo.	Producción	Instalaciones
	A	B	C	D	E	F	G
1	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Convencional	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
2	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Convencional	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
3	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Convencional	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
4	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Convencional	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
5	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Hibrido (Convensional + No convensional)	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
6	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Hibrido (Convensional + No convensional)	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
7	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Hibrido (Convensional + No convensional)	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
8	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Verticales Tubingless (Convencionales, Tipo "J", Tipo "S")	Hibrido (Convensional + No convensional)	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
9	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Convencional	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
10	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Convencional	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
11	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Convencional	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
12	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Convencional	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
13	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Hibrido (Convensional + No convensional)	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
14	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Hibrido (Convensional + No convensional)	Fractura Convencional	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas
15	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Hibrido (Convensional + No convensional)	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo	Existentes +Nuevas
16	Occidental + Central + Oriental + Sabinas + Componente Exploratoria	Todos (Verticales, Direccionales, Horizontales, Multilaterales)	Hibrido (Convensional + No convensional)	Hibrido (Fractura Convencional + No Convencional)	Sistemas Artificiales	Producción Sencillo Selectivo + Producción en Conjunto	Existentes +Nuevas

Figura 4. 3. Portafolio de combinaciones resultantes para evaluar

Paso 2: Análisis Económico Estocástico del Ciclo de Vida de cada Alternativa u Opción de Desarrollo.

En el punto anterior, (Paso 1 de la Metodología de AEECVA), se explicó como configurar un portafolio de alternativas u opciones de desarrollo, denominadas "escenarios de explotación". A continuación, se explica detalladamente como evaluar cada una de los escenarios de explotación identificados.

Paso 2.1: Estimación de Ingresos o Beneficios asociados a un Escenario de Explotación

En el marco de la evaluación económica de un escenario de explotación, los ingresos dependen esencialmente de la cantidad de hidrocarburo que pueda producirse y de la posibilidad de colocar ese hidrocarburo en el mercado. Para este tipo de proyecto, la posibilidad de colocar el hidrocarburo en el mercado no es un problema ya que normalmente la demanda supera con creses la oferta, razón por la cual todo o casi todo lo que se produce está colocado con antelación. El principal problema entonces para el pronóstico de ingresos es estimar la cantidad de hidrocarburo que se pueda producir para un determinado escenario de explotación, es decir generar el llamado "pronóstico de producción".

La generación del pronóstico de producción de un escenario de explotación se realiza en dos fases que guardan una estrecha relación:

- **Fase 1: Estimación del Volumen Original y las Reservas de Hidrocarburos.** Esta fase nos habla de la cantidad de hidrocarburo que es posible drenar, y que depende de múltiples factores tales como el tipo de yacimiento, el mecanismo de producción, la energía residual del yacimiento, las características petro-físicas de la formación y el método de producción que se empleará para drenar el reservorio.
- **Fase 2: Generación del Perfil de Producción de Hidrocarburos**, que nos habla de cómo se drenará el reservorio en el tiempo, y que depende del tipo y cantidad de pozos que se perforen, el éxito que pueda tenerse en la campana de perforación y reparación de pozos, el método de producción empleado, los mecanismos de

recuperación primaria, secundaria y mejorada, las instalaciones de superficie para manejar esta producción y la filosofía de operaciones, entre otros muchos factores.

A continuación, se describen ambas fases:

Fase 1: Estimación del Volumen Original y las Reservas de Hidrocarburos.

En la evaluación de un proyecto de explotación gran parte de la incertidumbre y su riesgo consecuente, están asociados en la estimación de los Volúmenes Originales y de las Reservas Remanentes.

Esta sección no pretende establecer de forma detallada la formulación matemática para la estimación de volúmenes y reservas, sino presentar una guía al lector para el desarrollo y aplicación de modelos probabilísticos.

Modelo Probabilista de Volúmenes Originales y Reservas en Yacimientos de Aceite

Estimación del Volumen para Yacimientos de Aceite

Como hemos mencionado previamente una de las magnitudes fundamentales estudiadas en el negocio petrolero es el Volumen Original en Sitio (VOI) asociado a un yacimiento. Esta estimación se hace al inicio de la explotación de un campo utilizando diferentes principios de cálculo, siendo el más ampliamente utilizado el modelo volumétrico, el cual se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento, y viene representado por el siguiente modelo matemático:

$$VOI = \frac{7758 \cdot A \cdot h_{prom} \cdot \phi_{prom} \cdot (1 - Swi_{prom})}{Boi} \qquad \text{(Ec. 4.13)}$$

Donde:

VOI, Volumen Original de Aceite en Sitio, en bls.

A= Área del yacimiento, en Acres.

hprom= Espesor promedio, en pies.

Φprom= Porosidad promedio, en fracción adimensional.

Swiprom= Saturación de agua inicial promedio, en fracción adimensional.

Boi= Factor volumétrico de aceite inicial, en bls / stbls (BY / BN).

Estimación de Reservas para Yacimientos de Aceite

Para la determinación de la cantidad de Aceite que se considera puede ser extraída del Volumen Original en sitio, para fines comerciales; se utiliza el modelo:

Reservas = VOI x FR (Ec. 4.14)

Donde:

Reservas, en mmbls.

VOI: Volumen Original de Aceite en Sitio, en mmbls.

FR: Factor de Recuperación (Fracción).

Factor de Recuperación en Yacimientos de Aceite

La recuperación de hidrocarburos del yacimiento depende de factores, tales como variaciones en las propiedades físicas de la roca, propiedades de los fluidos, tipo de mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento, ritmo de extracción y del proceso de explotación.

Así para cada campo la localización y el número de pozos, los caudales de producción y el proceso de explotación son las variables principales que establecen la obtención de los mayores porcentajes de recuperación de hidrocarburos.

La Figura 4. 4 está tomada de la del Documento Técnico 1 – DT1, de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) de México, y en la misma se tipifica el comportamiento del Factor de recuperación (Fr) de acuerdo a la etapa de vida del yacimiento.

La variable de Factor de Recuperación (FR) se puede tratar de manera aproximada con una distribución Lognormal, construida a parte de los valores P5 y P95, tomando como referencia valores teóricos mínimos y máximos mostrados en la Figura 4. 4, respectivamente o puede ser estimado mediante modelos analíticos tales como balance de materia o a través de simulación numérica de yacimientos.

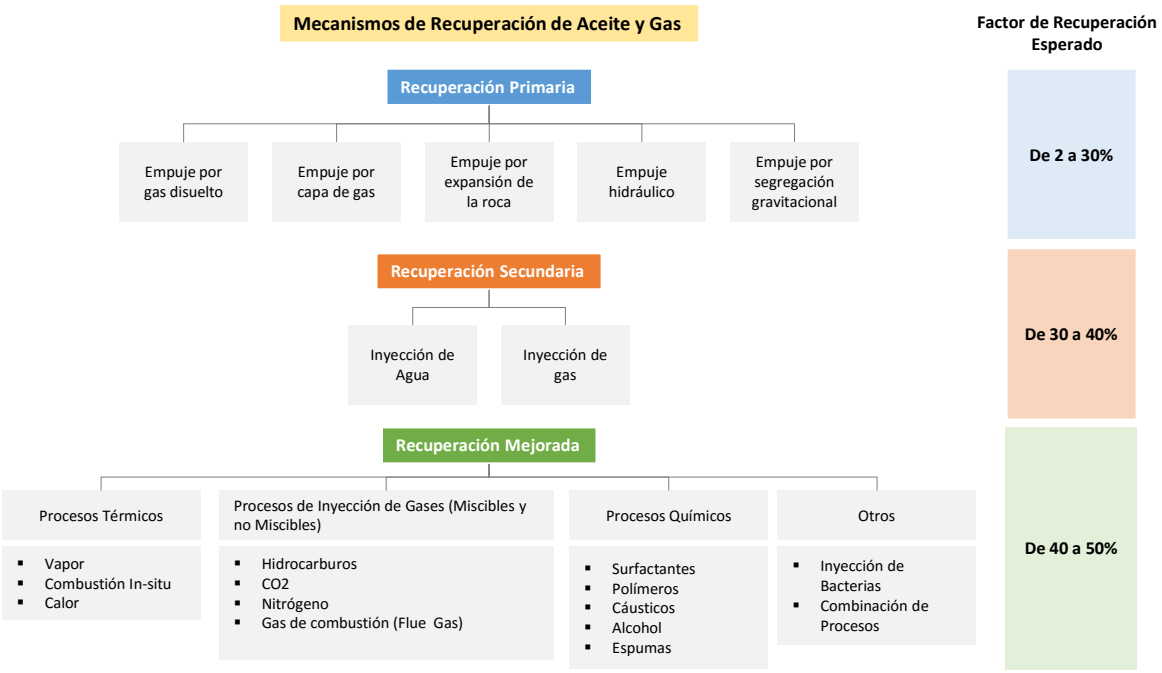


Figura 4. 4. Mecanismos de Recuperación de Aceite y Gas

Estimación Probabilista de Volumen Original en Sitio y Reservas en Yacimientos de Aceite

Los modelos matemáticos expresados en las ecuaciones anteriores permiten la estimación de Volúmenes Originales y Reservas de manera "determinística"; pero como se mencionó con anterioridad, la metodología exige la estimación "probabilística" de reservas, en la búsqueda de dimensionar la incertidumbre del estimado de las mismas. La estimación probabilística de reservas debe considerar la dispersión de los parámetros involucrados en el modelo y sus posibles correlaciones probabilísticas, así mismo, la propagación de la incertidumbre de los parámetros a través del modelo matemático, debe hacerse utilizando la Simulación de Montecarlo.

Como puede verse, el VOI es función de una serie de variables; lo que matemáticamente se denota como:

$$VOI = f(A, hprom, \Phi prom, Swprom, Boi) \qquad \text{(Ec. 4.15)}$$

Es por ello que el método volumétrico, consiste en una ecuación que nos permitirá por medio de algunos parámetros característicos del yacimiento predecir un estimado del contenido de hidrocarburos en una roca yacimiento específico. El método volumétrico, es usado esencialmente para conocer la cantidad de hidrocarburo original en sitio, ya sea petróleo, gas, condensado, entre otros.

El método depende de parámetros del yacimiento como: el volumen de roca contenedora, la porosidad de la roca yacimiento y la saturación de los fluidos. Es de gran importancia el volumen de roca, ya que es por éste parámetro que se caracteriza el método. Para determinar el volumen, es necesario partir de dos características importantes como lo son: el área del yacimiento y el espesor de la arena contenedora, donde el volumen será, en su más sencilla expresión el área por el espesor, para un estrato de arenisca tipo paralelepipedo.

Ahora bien, dada la complejidad de los yacimientos de hidrocarburos, la heterogeneidad en su composición físico-química y las limitaciones tecnológicas, resulta imposible caracterizar cada una de estas variables como simples valores puntuales; de allí que estas variables sean calificadas por los especialistas en la materia como variables aleatorias o distribuidas, ya que en las mismas convergen las fuentes fundamentales de incertidumbre como lo son el conocimiento incompleto y la heterogeneidad.

El conocimiento incompleto tiene que ver con la dificultad técnica de medir parámetros en forma exacta a grandes profundidades, y la heterogeneidad tiene que ver con la característica eminentemente anisotrópica de estas variables, es decir, con el hecho de que dichas variables no pueden ser representadas por un único valor. Como ejemplo de la heterogeneidad de las variables puede mencionarse la porosidad que es una propiedad que varía entre un valor mínimo y un valor máximo a lo largo, ancho y profundo del yacimiento.

Todo lo anterior implica que el VOI es en sí mismo una variable aleatoria que es función de varias variables aleatorias, cada una de las cuales puede representarse con una distribución de probabilidades.

El procedimiento de cálculo Probabilístico del Volumen Original de Aceite y Reservas se resume en las siguientes etapas y de manera esquemática en la Figura 4. 5:

- **Etapa 1:** Caracterizar probabilísticamente las variables de entrada al modelo: Área (A), Espesor promedio (hprom), Porosidad promedio (Φprom), Saturación de agua inicial promedio (Swi prom), Factor volumétrico inicial (Boi).
- **Etapa 2:** Verificar la existencia y dimensionar la fortaleza de las correlaciones probabilísticas entre las variables de entrada al modelo.
- **Etapa 3:** Propagar mediante la Simulación de Montecarlo la incertidumbre de A, hprom, Φprom, Swiprom y Boi en las ecuaciones 4.13 y 4.14, para encontrar la distribución de probabilidades de los Volúmenes Originales y las Reservas recuperables. Una vez conocidas las distribuciones de probabilidades de las mencionadas variables, se calcularán parámetros de interés como la media, la moda y los percentiles 10, 50 y 90.
- **Etapa 4:** Realizar un Análisis de Sensibilidad a las distribuciones resultantes, para dimensionar la contribución de la incertidumbre de cada una de las variables de entrada, en la variable de salida (Análisis por Contribución a la Varianza).

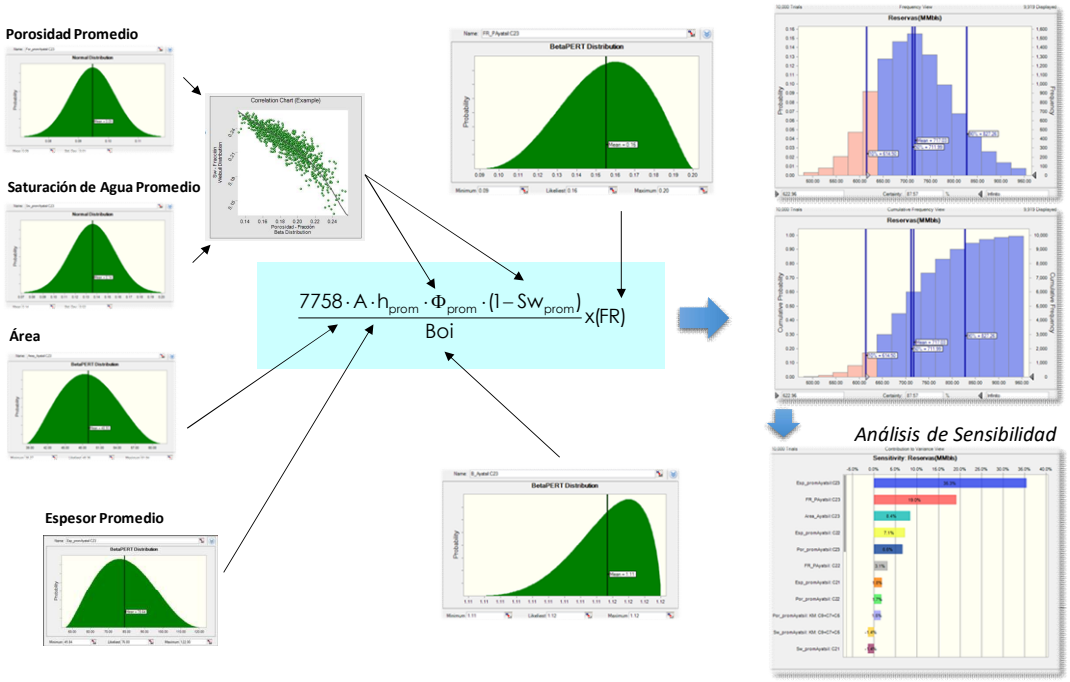


Figura 4. 5. Estimación del Volumen Original y Reservas – Simulación de Montecarlo –Aceite.

Modelo Probabilista de Volúmenes Originales y Reservas en Yacimientos de Gas

Estimación del Volumen para Yacimientos de Gas

Para la estimación del Volumen Original en Sitio se considera utilizar el Método Volumétrico:

Yacimientos de Gas Seco:

$$G = \frac{43560 \cdot A \cdot h_{prom} \cdot \phi_{prom} \cdot (Sgi_{prom})}{Bgi} \qquad \text{(Ec. 4.16)}$$

Donde:

G: GOES, gas original en sitio, en pies cúbicos (PCN).

A: Área del yacimiento, en acres.

hprom: Espesor promedio de la roca yacimiento, en pies.

Φprom: Porosidad promedio de la roca yacimiento, en fracción.

Sgiprom: Saturación de gas inicial promedio, en fracción.

Bgi: Factor volumétrico inicial de formación del gas, en PCY/PCN.

Yacimientos de Gas Condensado:

$$GCOES = \frac{43560 \cdot A \cdot h_{prom} \cdot \phi_{prom} \cdot (Sgi_{prom})}{Bgi} \qquad \text{(Ec. 4.17)}$$

Donde:

GCOES: Gas condensado original en sitio, en pies cúbicos normales (PCN).
A: Área del yacimiento, en acres.
hprom: Espesor de la roca yacimiento, en pies.
Φprom: Porosidad de la roca yacimiento, es una fracción adimensional.
Swiprom: Saturación de petróleo inicial, es una fracción adimensional.
Bgci: Factor volumétrico de formación inicial del gas condensado, en PCY/PCN.

Finalmente,

$$GOES = GCOES \cdot fg \qquad \text{(Ec. 4.18)}$$

Donde:

GOES: Gas original en sitio, en pies cúbicos normales (PCN).
fg: fracción molar de gas condensado.

$$fg = \frac{RGC_i}{RGC_i + 132800 \cdot \left(\frac{\gamma_C}{M_C}\right)} \qquad \text{(Ec. 4.19)}$$

Donde:

γ_C : Gravedad específica del gas condensado

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + {}^{o}API} \qquad \text{(Ec. 4.20)}$$

Mc= peso molecular del condensado.

$$M_c = \frac{6084}{{}^{o}API - 5.9} \qquad \text{(Ec. 4.21)}$$

Estimación de Reservas para Yacimientos de Gas

Para la determinación de la cantidad de gas que se considera puede ser extraída del Volumen Original en sitio, para fines comerciales; se utiliza el modelo:

Reservas = G x FR (Ec. 4.22)

Donde:
G: GOES, gas original en sitio, en pies cúbicos (PCN).
FR: Factor de Recuperación (Fracción).

Estimación probabilista de volúmenes originales y reservas en yacimientos de gas

El procedimiento de cálculo probabilístico de reservas se resume en las siguientes etapas:

Etapa 1: Caracterizar probabilísticamente las variables de entrada al modelo: Área (A), Espesor promedio (hprom), Porosidad promedio (Φprom), Saturación inicial de agua promedio (Swiprom), Factor volumétrico de formación inicial del gas condensado (Bgci) y Factor de Recuperación (Fr)

Etapa 2: Verificar la existencia y dimensionar la fortaleza de las correlaciones probabilísticas entre las variables de entrada al modelo.

Etapa 3: Propagar mediante la Simulación de Montecarlo la incertidumbre de A, hprom, Φprom, Swiprom, Bgci y FR, para encontrar la distribución de probabilidades de los Volúmenes Originales y las Reservas recuperables. Una vez conocidas las distribuciones de probabilidades de Volúmenes Originales y las Reservas recuperables se calcularán parámetros de interés como la media, la moda y los percentiles 10, 50 y 90.

Etapa 4: Realizar un Análisis de Sensibilidad a la distribución de probabilidad resultante, para dimensionar la contribución de la incertidumbre de cada una de las variables de entrada, en la variable de salida.

La Figura 4. 6 resume el procedimiento de cálculo descrito:

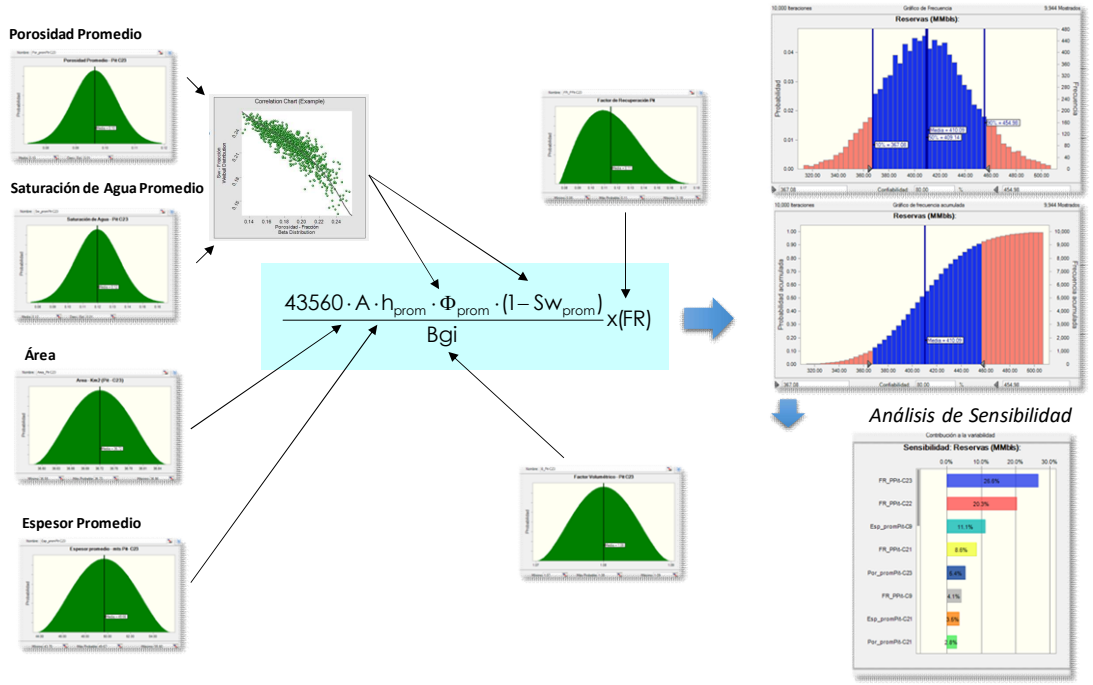


Figura 4. 6. Estimación del Volumen Original y Reservas. Simulación de Montecarlo- Gas

Fase 2: Generación del Perfil de Producción de Hidrocarburos

La aplicación del MEIVAP®al diseño de proyectos de explotación establece la necesidad de la caracterización de las incertidumbres de variables físicas que gobiernan el yacimiento y de las variables operacionales asociadas a la extracción. Por esta razón es lógico suponer que dichas incertidumbres influirán en el proceso de generación de pronósticos de producción.

Tradicionalmente los pronósticos de producción son "perfiles determinísticos" que asocian un valor único de producción para cada instante del tiempo. La metodología establece la necesidad de migrar a las llamadas "bandas o pronósticos probabilistas" (Figura 4. 7), que asocian, para cada instante del tiempo, una población de posibles valores de la producción que siguen una distribución de probabilidades.

El procedimiento para generar las "bandas pronóstico" dependerá de si el yacimiento bajo análisis tiene o no un "modelo de simulación numérica". Si "no hay un modelo de simulación numérica"; entonces se generará una "Banda Pronóstico Basada en Modelos Analíticos"; por el contrario; si "existe un modelo de simulación numérica"; entonces se generará una "Banda Pronóstico Basada en el Análisis de la Incertidumbre del Perfil de Producción Generado por Simulación".

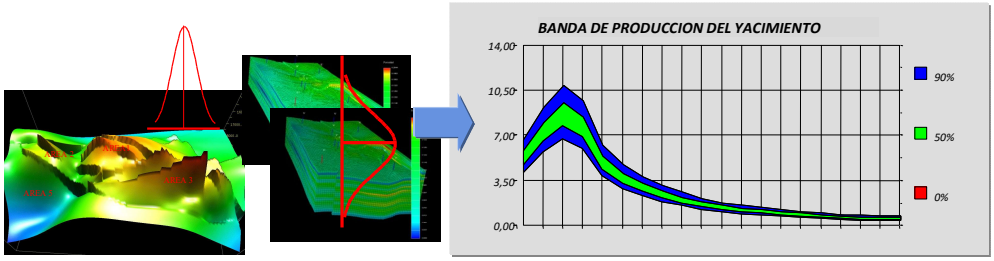


Figura 4. 7. Pronóstico de Producción Probabilista

Generación del Perfil de Producción Probabilista de un Escenario de Explotación, basado en modelos analíticos

Entre los Modelos Analíticos más utilizados para la generación de Pronósticos de Producción están los Modelos por Balance de Materia y Curvas de Declinación. Otro modelo analítico frecuentemente utilizado se basa en sumar las siguientes componentes:

- **Producción Base** (Declinada)
- **Producción Incremental**, basada en el "Número de Pozos" contemplada en la "actividad calendarizada o movimiento de equipos" y en el comportamiento de los "Pozos Tipo".
- **Producción Adicional**, proveniente de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Este último modelo es conocido como **"Pronóstico de Producción basado en el Modelo de Pozos Tipo y en el Modelo del Número de Pozos"**

El Modelo de Pozos Tipo toma en cuenta la configuración mecánica de perforación y terminación, la condición de productividad del yacimiento y las tecnologías y permite estimar de forma probabilística para cada pozo tipo el gasto inicial, la probabilidad de éxito y fracaso de la actividad, el pronóstico de producción, el tiempo y costo de la actividad, la disponibilidad del pozo y la evaluación económica. La garantía de un buen pronóstico probabilista con este método se basa en el adecuado modelaje del comportamiento de producción de los pozos tipo, para los diferentes escenarios de explotación evaluados.

El Modelo de Número de Pozos permitirá estimar la combinación y el número de pozos requeridos y óptimos para drenar las reservas.

Modelo Probabilista de Pozos Tipo – Parte I

El Modelo Probabilista de Pozos Tipo, Pseudo Pozos o Pozos Representativos, constituye el corazón de los pronósticos de producción ya que debe representar el comportamiento de productividad de los pozos del activo para dar sentido de realidad a los perfiles de producción asociados a cada escenario de explotación analizado.

Para lograr el objetivo previamente descrito y cubrir además la gran variedad de condiciones del yacimiento y el número de pozos requeridos para drenar sus reservas, se ha diseñado una metodología que contempla la integración de los modelos de pozos según su configuración mecánica de perforación, terminación, la condición de productividad en términos de baja, media y alta productividad y las tecnologías convencionales y no convencionales. El elemento integrador de todas estas características es el denominado Pozo Tipo, Pseudo Pozo o Pozos Representativo. Este modelo, en su parte I, contempla las siguientes estimaciones:

- Estimación Probabilista del Caudal Inicial por "Pozo Tipo" y Análisis de Sensibilidad.
- Estimación de la Probabilidad de Éxito de la Actividad de Perforación y Terminación o de la Reparación Mayor .
- Estimación del Perfil Pronóstico Probabilista de Producción.

Estimación Probabilista del Caudal Inicial

Esta sección considera los aspectos técnicos relacionados con el flujo de fluidos hacia el pozo, a través del medio poroso, que es una parte fundamental del sistema de producción. Entre los modelos más usados para reproducir este fenómeno está la ecuación de Darcy, que dada en forma diferencial, es:

$$\frac{2\pi hT}{Q_g P\ T}\int_{P_{wf}}^{P_e}\frac{k_g}{Z\mu_g}P\,dP=\int_{r_w}^{r_e}\frac{dr}{r} \qquad \text{(Ec. 4.23)}$$

Donde:

K = Permeabilidad (md).
h = Espesor del yacimiento (pies).
re = Radio de drenaje (pie).
rw = Radio del pozo (pie).
μg = Viscosidad del gas (cps).
Z = Factor de Compresibilidad del gas (adm).
T = Temperatura del Yacimiento (°R).
Pe = Presión estática del yacimiento (lpc).
Pwf = Presión de Fondo Fluyente (lpc).
Qg = Gasto de Gas (Mpcd).

De esta expresión general, se derivan modelos particulares para diferentes aplicaciones, genéricamente expresados como:

$$F(Qg) = f(h, \phi, k, \Delta P, Bgi, \mu g, re, rw, S). \qquad \text{(Ec. 4.24)}$$

Estos modelos matemáticos derivados de la ecuación de Darcy, conocidos como "ecuaciones o modelos de afluencia" deben tratarse en forma probabilista, partiendo de la premisa de que cada una de las variables involucradas se considera aleatoria y por ende son caracterizables con una distribución de probabilidades que las representa y se ajusta a su comportamiento físico, tal como se muestra en la Figura 4. 8.

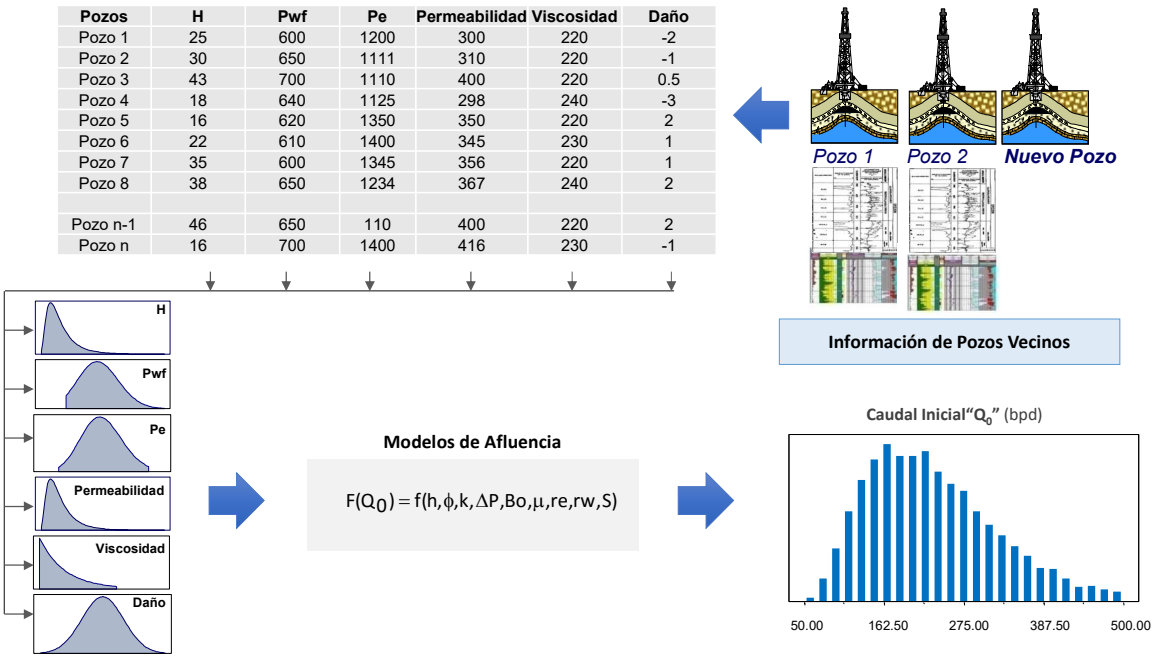


Figura 4. 8. Modelo Probabilista para del Caudal Inicial – Modelos de Afluencia.

Como se mencionó en el Capítulo 4, Sección 1, apartado 3.1, la metodología a utilizar para la caracterización de cada una de estas variables dependerá de la calidad y cantidad de información que se tenga sobre dicha variable. Una vez caracterizadas cada una de las variables de entrada al modelo de Darcy, se propaga la incertidumbre que poseen a través de un modelo de simulación numérica que como la Simulación de Montecarlo (SMC) y esto permite obtener una gama de los probables valores del caudal y su probabilidad asociada.

Para cubrir el espectro para el cálculo de los gastos iniciales de los pozos necesarios para drenar reservas en los proyectos de explotación se aplican una serie de modelos de afluencia, que deben ser seleccionados apropiadamente según el tipo de yacimiento, modelo de pozo y tecnología. En la siguiente Tabla se listan algunos de los modelos matemáticos (ecuaciones de afluencia) más utilizados, desarrollados para Yacimientos de Aceite y Yacimientos de Gas.

Tabla 4. 1. Modelos de Cálculo del Gasto Inicial para Pozos de Gas y Aceite.

Pozos Productores de Aceite	Pozos Productores de Gas
Desviación Histórica	Caudal en Estado Pseudo Estable
IPR Darcy - Método Analítico	Caudal en Estado Psuedo Estable para Fracturamiento Hidráulico - Economides
IPR Darcy - Método Empírico	Caudal en Estado Estable -Pozo Horizontal – Joshi

IPR Darcy Modificado (YNF)- Método Analítico	Producción Commingled de arenas fracturadas
IPR-Vogel	Caudal en Estado Estable -Pozo Horizontal con Fractura – Joshi
IPR Babu&Obeh (Pozo Horizontal)- Método Analítico	Caudal en Estado Estable para Yacimientos Naturalmente Fracturados
IPR Joshi (Pozo Horizontal)- Método Analítico	

La Figura 4. 9, muestra "esquemáticamente" la estimación probabilista del Caudal Inicial de Gas, y su correspondiente "análisis de sensibilidad", para uno de los modelos mencionados en la Tabla 4. 1.; específicamente el Modelo para Caudal en Estado Estable, para Fracturamiento Hidráulico - Ecuación de Economides; para pozos verticales fracturados selectivamente.

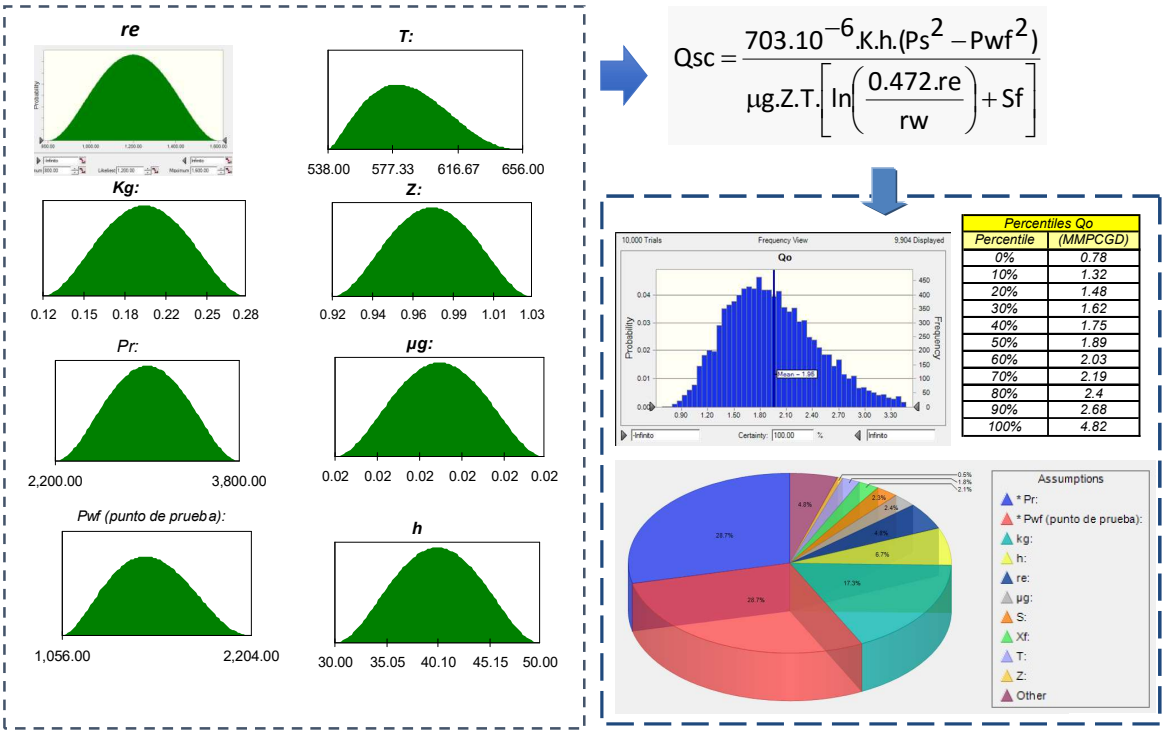


Figura 4. 9. Caudal Inicial - Modelo para Caudal en Estado Estable, para Fracturamiento Hidráulico - Economides

En la Figura 4. 10, se puede apreciar de manera esquemática la estimación probabilista del Gasto Inicial de Aceite y su correspondiente "análisis de sensibilidad", para uno de los modelos mencionados en la Tabla 4. 1.; específicamente el Modelo de Darcy Modificado por el Dr. Roberto Aguilera.

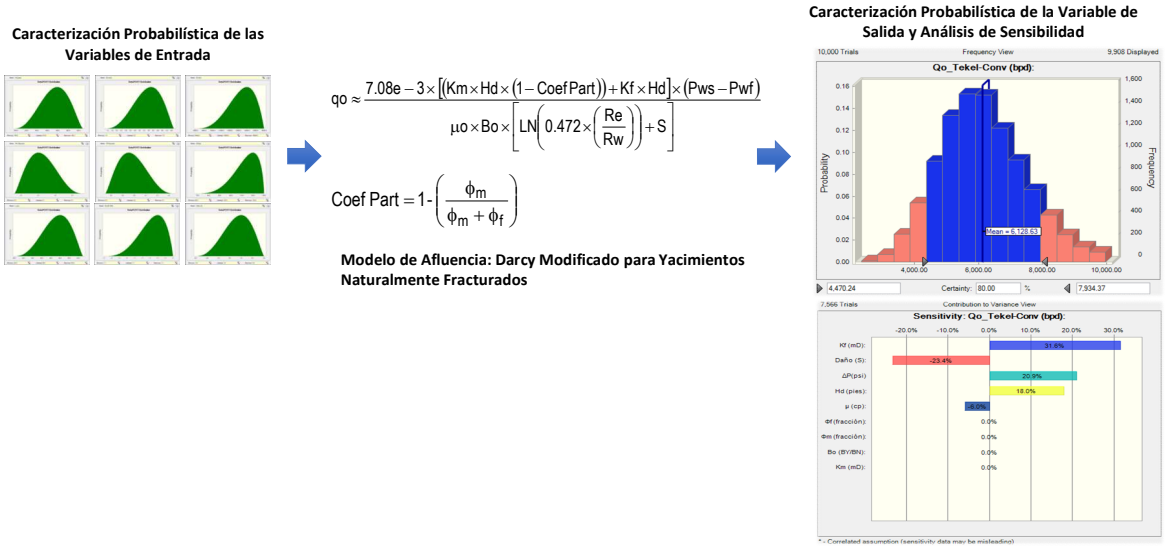
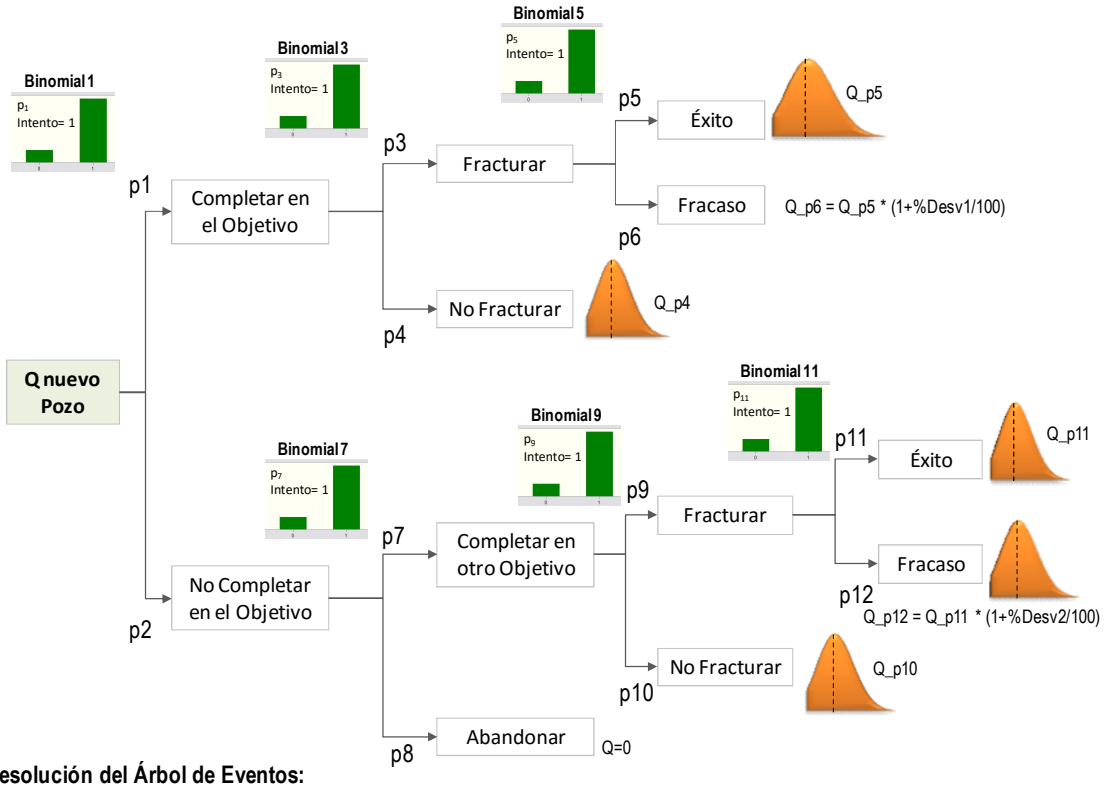


Figura 4. 10.Estimación Probabilista del Caudal Inicial - Ecuación de Darcy Modificada por el Dr. Roberto Aguilera.

Estimación Probabilidad de éxito y fracaso de la Actividad de Perforación y Terminación de Pozos o de Reparaciones Mayores

Esta estimación se refiere a la incorporación de la probabilidad de éxito ó fracaso de la actividad de perforación o reparación mayor de pozos dentro del modelo de análisis. Los registros de actividades de perforación o reparación mayor generalmente muestran evidencias de eventos en los cuales, por desviaciones en el plan de perforación de un pozo no se alcance el objetivo deseado o no se cumpla con la actividad original planificada, bien sea por causas inherentes al yacimiento o por causas operacionales. Recomendamos al lector consultar el Capitulo 4, Sección 1, apartado 3.3.

La Figura 4. 11 muestra el árbol de eventos desarrollado para cuando la perforación del pozo incluye el fracturamiento de la formación.



Resolución del Árbol de Eventos:

$$Q_rama_1 = \left[B_1 \cdot B_3 \cdot B_5 \cdot Q_{p5} + B_1 \cdot B_3 \cdot (1 - B_5) \cdot Q_{p6} + B_1 \cdot (1 - B_3) \cdot Q_{p4}\right]$$

$$Q_rama_2 = \left[(1 - B_1) \cdot B_7 \cdot B_9 \cdot B_{11} \cdot Q_{p11} + (1 - B_1) \cdot B_7 \cdot B_9 \cdot (1 - B_{11}) \cdot Q_{p12} + (1 - B_1) \cdot B_7 \cdot (1 - B_9) \cdot Q_{p10}\right]$$

$$Q_pozo = Q_rama_1 + Q_rama_2$$

Figura 4. 11. Modelo de Probabilidad de Éxito y Fracaso de la Actividad – Éxito Fractura

Estimación Probabilista del Pronóstico de Producción por Pozo

El pronóstico de producción en el ciclo de vida útil del pozo se obtiene a partir de un caudal inicial, que se "declina" a una velocidad equivalente a un factor (D) conocido como "factor de declinación o velocidad de declinación". El perfil resultante es también conocido como "curva de declinación del pozo". Ver Capítulo 4, Sección 1, apartado 3.2.

Como ejemplo adicional, en la Figura 4. 12 puede observarse que el análisis del comportamiento del histórico de producción, a pozos de un yacimiento gasífero, determina que para pozos perforados en yacimientos de gas, fracturados hidráulicamente, deben considerarse dos factores de declinación:

La estrategia para la generación de los Pozos Tipo, Pseudo Pozos o Pozos Representativos, debe considerar los siguientes aspectos relevantes:

- La generación de Pozos Tipo y el cálculo de su correspondiente caudal inicial y su banda o pronóstico probabilista de producción implica un proceso de revisión de información (minería de datos) y caracterización probabilista de las variables: presión estática, presión fluyente, petrofísicas, propiedades de fluidos y comportamiento de producción para cada área del proyecto. La

- Figura 4. 13 esquematiza el proceso mencionado.

- Se deben realizar múltiples simulaciones nodales con ayuda de herramientas como PipeSim, WellFlo o Prosper, entre otras, con el propósito de asociar cada rango de gasto de producción con sus respectivos rangos de variables petrofísicas y de energía, para cada estado de productividad, obteniéndose valores de variables para los pozos tipos de baja, media y alta productividad.

- Los caudales iniciales y las bandas de producción obtenidas para los pozos tipo, se cotejan con el comportamiento real de producción, para todas las áreas y para cada estado de productividad, para mejorar la confiabilidad de los pronósticos

- Finalmente la estrategia implica generar número de pozos tipo tal que permitan representar el comportamiento de producción de los pozos del proyecto. Para la identificación y manejo de los Pozos Tipo, se pueden codificar los Pozos Tipo.

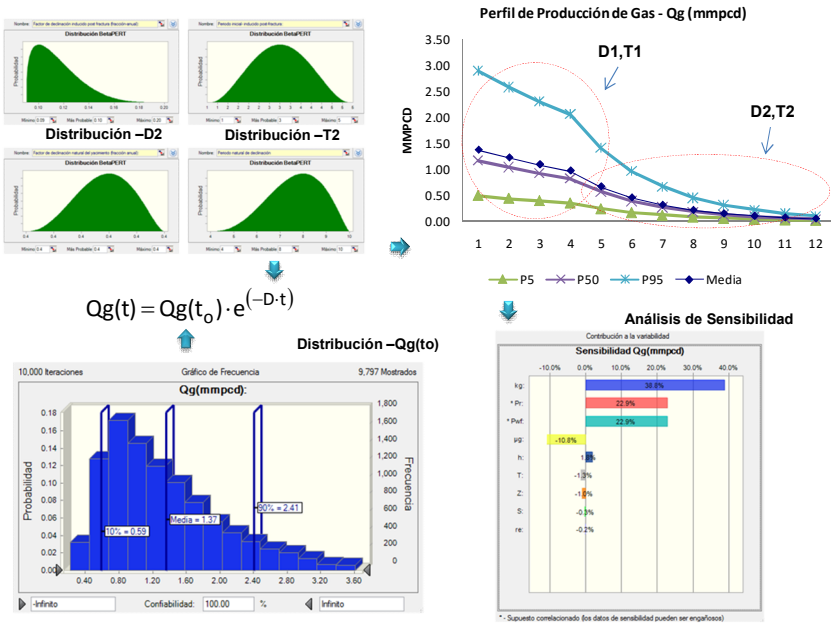


Figura 4. 12. Pronóstico de Producción de un pozo

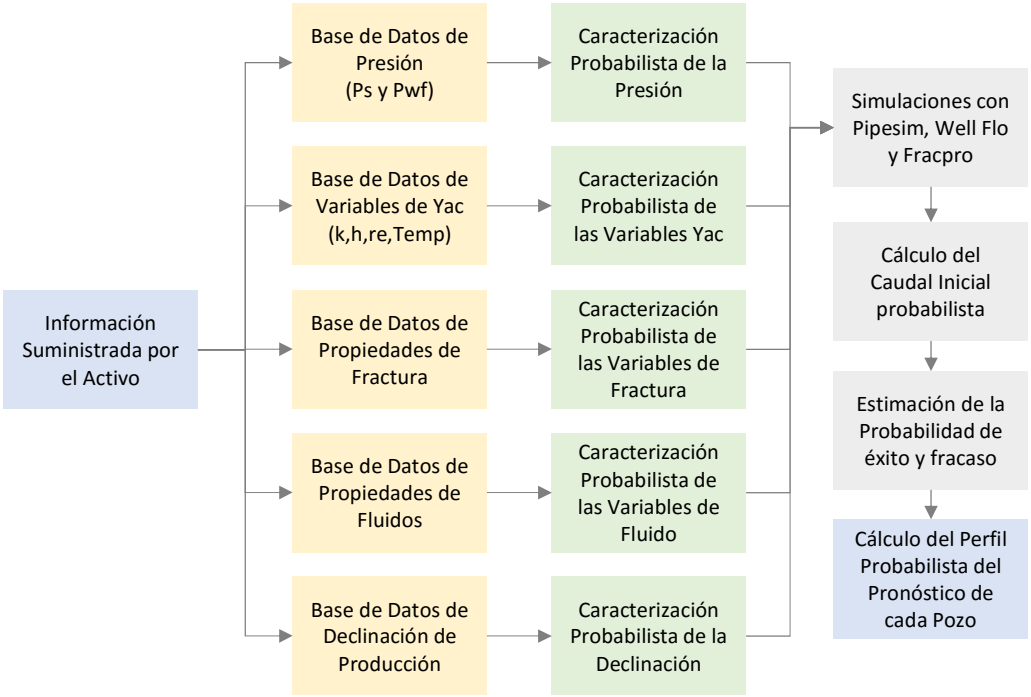


Figura 4. 13. Proceso para la estimación de Caudales Iniciales y Pronósticos de Producción para los Pozos Tipo.

La Figura 4. 14 resume los diferentes aspectos considerados en la estrategia previamente expuesta, y nos muestra un ejemplo de estimación del Caudal Inicial y el Perfil Probabilista de Producción de un Pozo Tipo. Se realizaron múltiples

simulaciones nodales con el propósito de asociar cada rango de Caudal de Producción de Gas con sus respectivos rangos de variables petrofísicas y de energía, para cada estado de productividad, obteniéndose valores de variables para los pozos tipos de baja, media y alta productividad. Los gastos iníciales y las bandas de producción obtenidas para los pozos tipo, se compararon con el comportamiento real de producción, para todas las áreas y para cada estado de productividad.

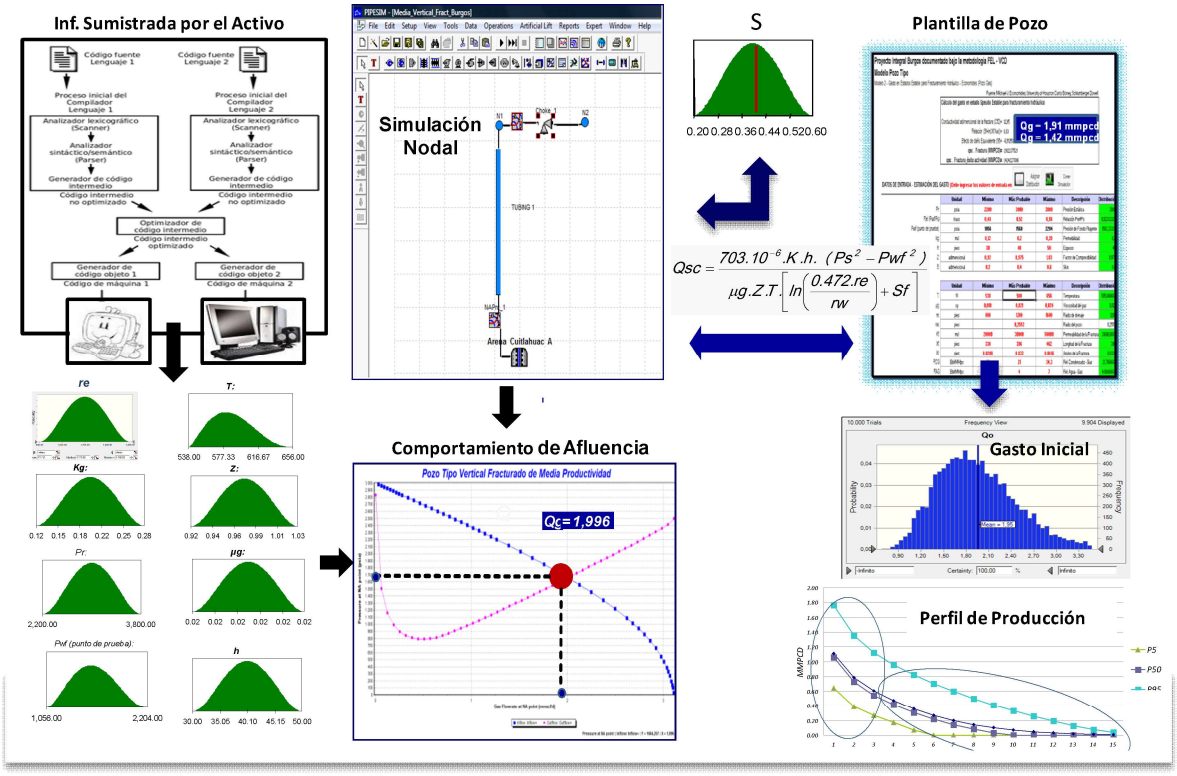


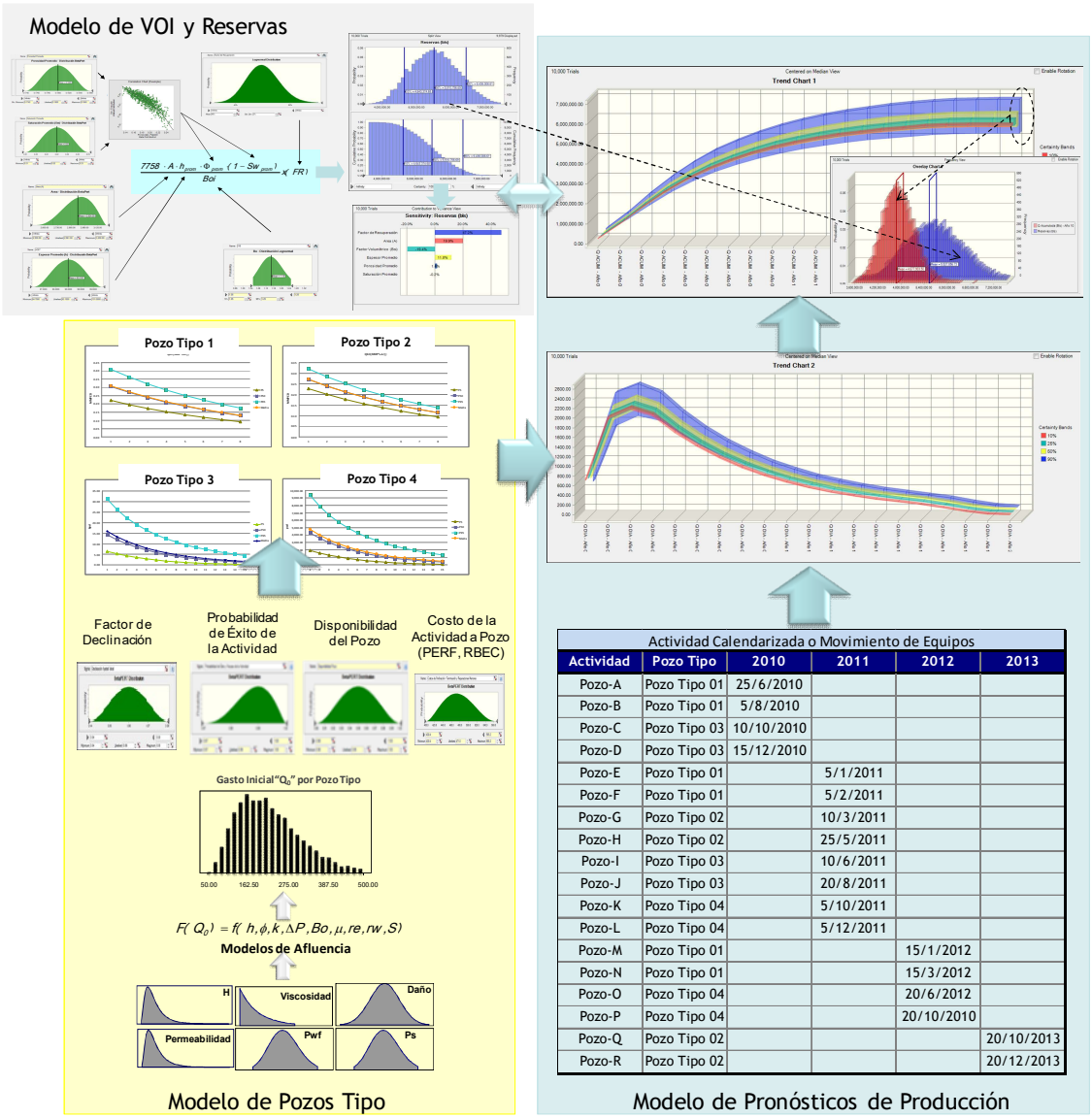
Figura 4. 14. Ejemplo de estimación del Caudal Inicial y el Pronóstico de Producción Probabilistas.

Modelo Probabilista del Número de Pozos

El Modelo de Número de Pozos debe permitir estimar la combinación y el número de pozos requeridos y óptimos para drenar las reservas. El modelo validara el plan de actividad del número de pozos y de reparaciones mayores del escenario actual documentado en la cartera de inversiones, con el numero de pozos de cada escenario evaluado, por el espaciamiento del radio de drene y las reservas a drenar para la generación del movimiento de equipos de perforación y reparaciones mayores.

Modelo Probabilista de Pronóstico de Producción por Escenario

Este modelo es conocido como "Pronóstico de Producción basado en el Modelo de Pozos Tipo y en el Modelo del Número de Pozos". La Figura 4. 15 muestra un "esquema genérico" del proceso de calculo que se realiza con el Modelo Probabilista de Pronósticos de Producción de Escenarios de Explotación. Como puede inferirse del esquema este modelo se basa en asignar a cada localización contemplada en la "Actividad Calendarizada o Movimiento de Equipos (Modelo del Número de Pozos)" un comportamiento tipificado en alguno de los "pozo tipo" previamente modelados y cotejados. El modelo genera los perfiles de producción para cada uno de los escenarios de explotación evaluados.

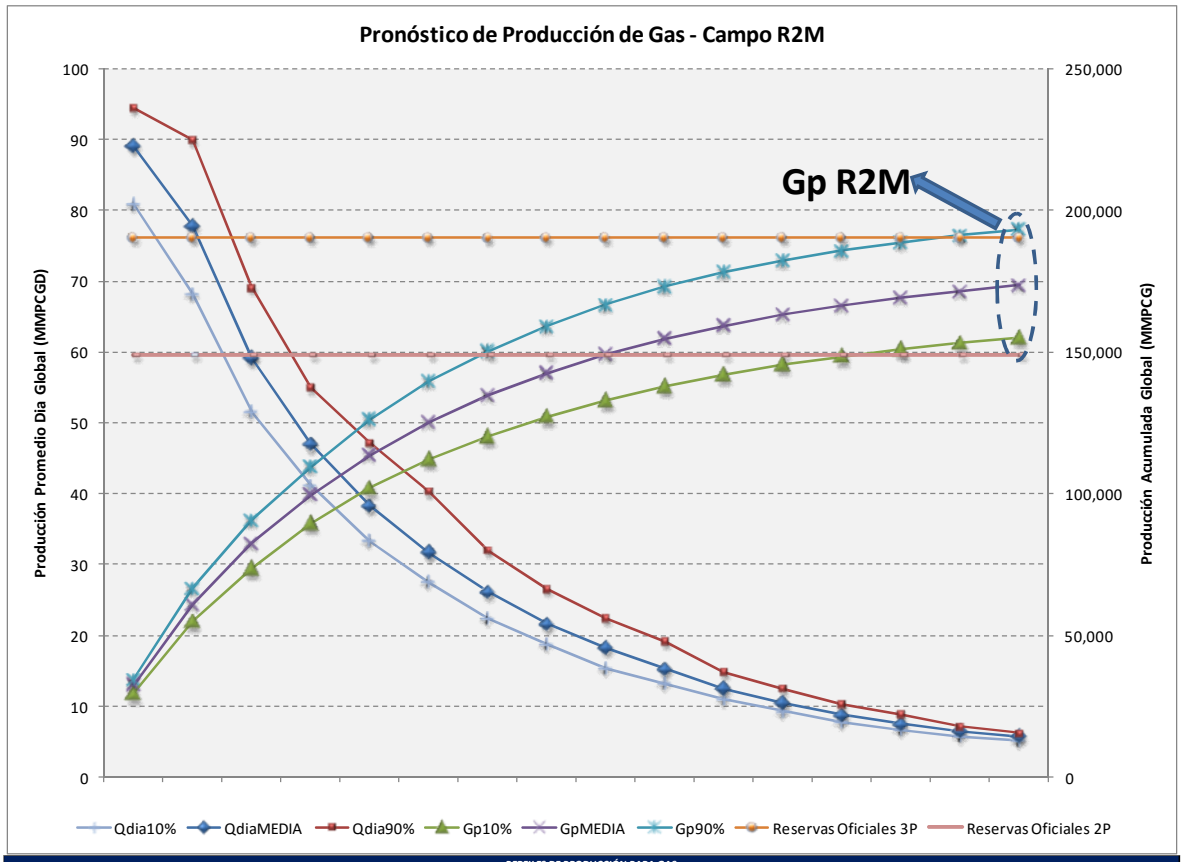


Actividad Calendarizada o Movimiento de Equipos					
Actividad	**Pozo Tipo**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Pozo-A	Pozo Tipo 01	25/6/2010			
Pozo-B	Pozo Tipo 01	5/8/2010			
Pozo-C	Pozo Tipo 03	10/10/2010			
Pozo-D	Pozo Tipo 03	15/12/2010			
Pozo-E	Pozo Tipo 01		5/1/2011		
Pozo-F	Pozo Tipo 01		5/2/2011		
Pozo-G	Pozo Tipo 02		10/3/2011		
Pozo-H	Pozo Tipo 02		25/5/2011		
Pozo-I	Pozo Tipo 03		10/6/2011		
Pozo-J	Pozo Tipo 03		20/8/2011		
Pozo-K	Pozo Tipo 04		5/10/2011		
Pozo-L	Pozo Tipo 04		5/12/2011		
Pozo-M	Pozo Tipo 01			15/1/2012	
Pozo-N	Pozo Tipo 01			15/3/2012	
Pozo-O	Pozo Tipo 04			20/6/2012	
Pozo-P	Pozo Tipo 04			20/10/2010	
Pozo-Q	Pozo Tipo 02				20/10/2013
Pozo-R	Pozo Tipo 02				20/12/2013

Figura 4. 15. Esquema de Pronóstico de Producción basado en el Movimiento de Equipos.

En la Figura 4. 15 puede observarse que las entradas son las "bandas de producción de los Pozos Tipo, que se generaron previamente y que se agregan o incorporan al perfil general siguiendo la actividad calendarizada o "movimiento de equipos" de un escenario en particular. Todas estas bandas de probabilidad son agregadas y sumadas a través de un poderoso modelo de simulación numérica, Simulación de Montecarlo (SMC).

La Figura 4. 16, muestra la aplicación del modelo previamente descrito y esquematizado en la Figura 4. 15. Es una aplicación para el Campo R2M, productor de gas. En el grafico pueden verse el pronóstico de producción promedio día en forma de banda probabilística (Qdia10%, QdiaMEDIA y Qdia90%) y el pronóstico de producción acumulada, también en forma de banda probabilística (Gp10%, GpMEDIA y Gp90%). Las líneas horizontales del gráfico representan las reservas oficiales 2P y 3P, y puede verse que el pronóstico de producción acumulada Gp R2M se ubica entre las reservas 2P y 3P.



PERFILES DE PRODUCCIÓN PARA GAS																
Producción Acumulada Global (MMPCG)																
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gp 10%	29,529.56	54,884.94	73,706.52	89,612.70	102,054.23	112,143.10	120,385.31	127,260.48	133,093.85	138,050.57	142,145.71	145,592.85	148,531.20	151,052.68	153,217.34	155,135.59
Gp MEDIA	32,509.84	60,918.21	82,518.52	99,655.86	113,619.75	125,185.61	134,724.44	142,618.39	149,279.52	154,849.69	159,412.31	163,224.97	166,407.42	169,144.45	171,488.68	173,565.35
Gp 90%	34,486.05	66,628.91	90,693.44	109,566.49	126,319.44	139,659.97	150,336.14	159,082.95	166,769.05	173,125.55	178,177.24	182,382.24	185,737.51	188,662.05	191,163.01	193,346.08
Producción Promedio Dia Global (MMPCGD)																
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Qdia 10%	80.90	68.14	51.57	41.18	33.33	27.54	22.39	18.75	15.30	13.22	10.99	9.26	7.80	6.70	5.79	5.17
Qdia MEDIA	89.07	77.83	59.17	46.95	38.26	31.69	26.13	21.63	18.25	15.26	12.50	10.45	8.72	7.50	6.42	5.69
Qdia 90%	94.48	89.97	69.04	54.98	47.16	40.37	32.07	26.53	22.36	19.13	14.84	12.51	10.27	8.82	7.12	6.20
RESERVAS OFICIALES (MMPCG)																
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Reservas Oficiales 2P	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29	148,859.29
Reservas Oficiales 3P	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49	190,485.49

Figura 4. 16. Perfil Probabilista o Banda Pronóstico de Producción Global.

La Figura 4. 17 presenta un análisis de sensibilidad realizado al pronóstico de producción acumulada de Gas (Gp R2M) que permite identificar los pozos que generan más incertidumbre, y para cada uno de estos pozos, las variables que más afectan su productividad. Este análisis permite "mapear o vincular" las incertidumbres del pronóstico de producción con las incertidumbres de las variables que la originan, en este caso las variables asociadas a la productividad de los pozos: para establecer un portafolio de acciones de mitigación o reducción de incertidumbre.

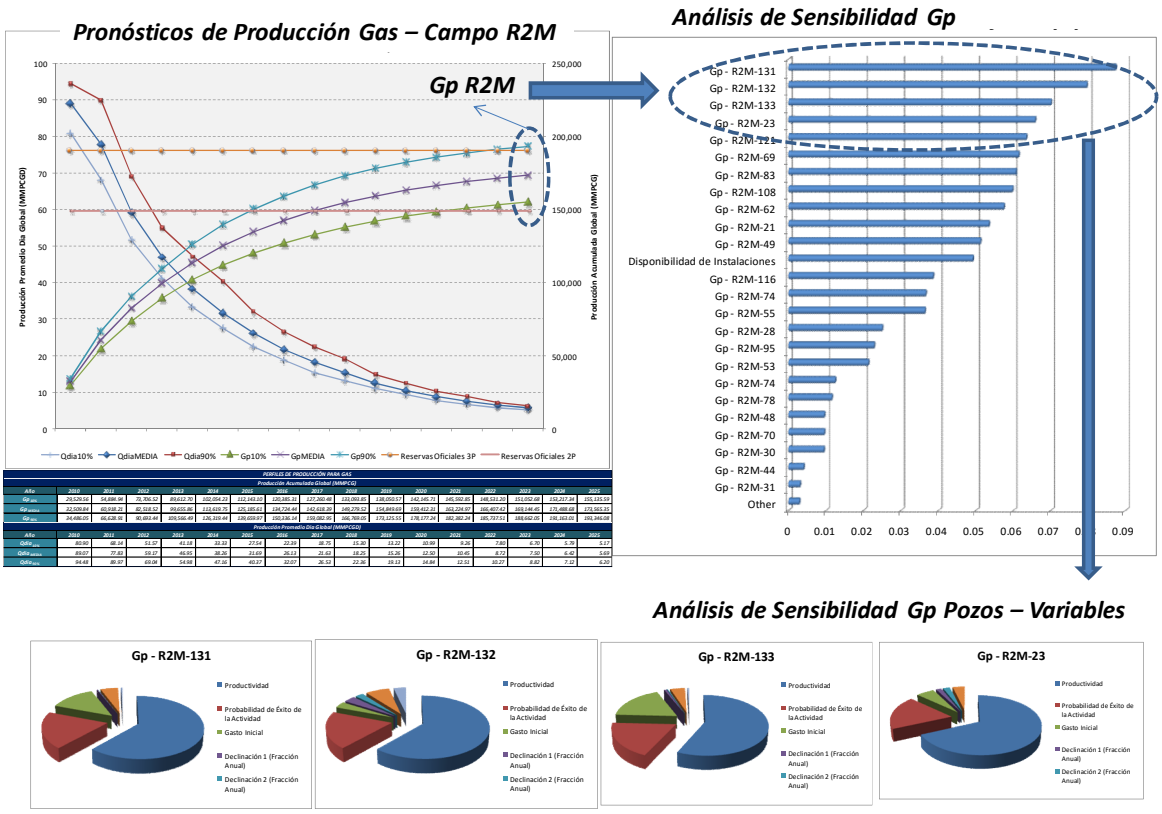


Figura 4. 17. Árbol de Sensibilidades del Gp del Campo R2M.

Estimación de Ingresos o Beneficios asociados a un Escenario de Explotación, en el Ciclo de Vida

Para completar el paso 2.1 de la "Estimación de Ingresos o Beneficios asociados a un Escenario de Explotación" es necesario realizar el producto del perfil estocástico o probabilista de producción de hidrocarburo con la distribución de probabilidades del precio unitario de venta del hidrocarburo.

Para el caso ejemplo que se esta desarrollando, esta operación debe hacerse para el gas y para el condensado, tomando en cuenta sus respectivos precios de venta. La Figura 4. 18 muestra un esquemático en el que se hace el pronóstico de los ingresos para el año 2 de producción.

Esta operación debe hacerse para cada ano del perfil estocástico de producción y estimar entonces los Ingresos en el Ciclo de Vida (ICV), utilizando la ecuación 4.25:

$$ICV = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{I_i}{(1+r)^i}\right) = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{(PV_i)x(pv_i)}{(1+r)^i}\right) \qquad \text{(Ec. 4.25)}$$

Donde:

I_i: Ingresos en el año "i"
PV_i: Producción vendida en el año "i" y
pv_i: Precio unitario de venta del producto en el año "i"

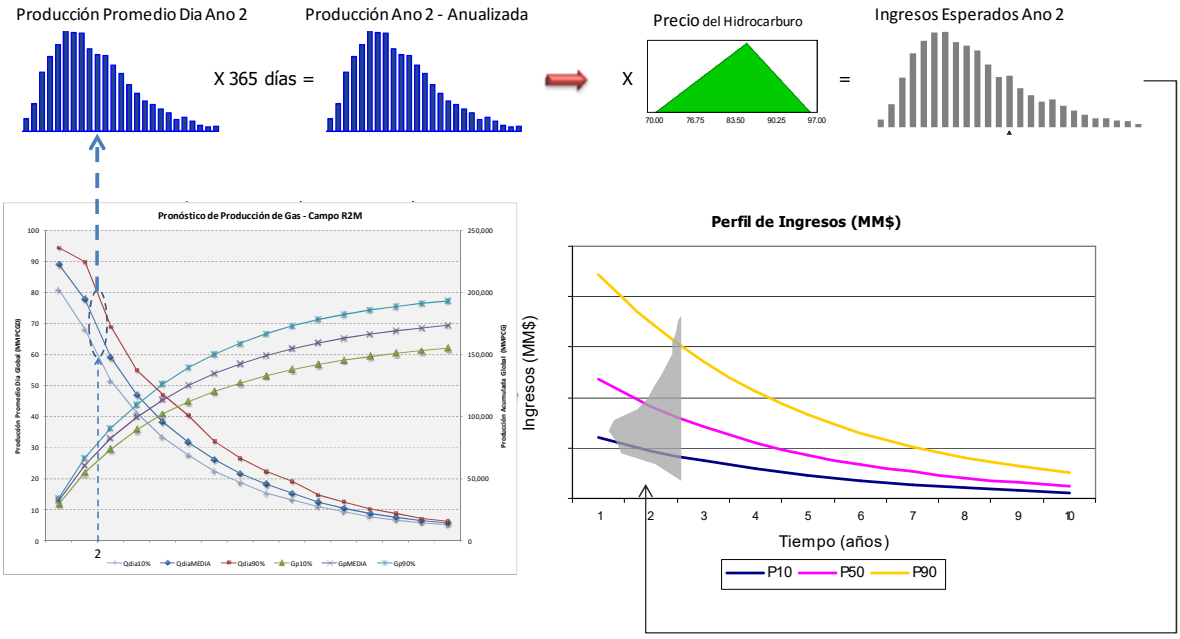


Figura 4. 18. Esquemático del Pronóstico de los Ingresos por Producción de Gas para 2do año del Escenario.

La Figura 4. 19 muestra los resultados de aplicar la ecuación 4.25, y el cálculo esquematizado en la Figura 4. 18, a los pronósticos de producción de gas (Figura 4. 16), para estimar los Ingresos en el Ciclo de Vida del Campo R2M (ICV), tomando para el cálculo las siguientes premisas:

- i = 12% (Tasa de Descuento)
- n = 15 años (Horizonte Económico o Vida Útil del Proyecto)

Finalmente, como se infiere de la ecuación 4.25, la sumatoria de las distribuciones de probabilidad de los Ingresos Totales Descontados (VPINGR) de los 25 años, permite obtener la distribución de probabilidades del **Ingreso del Ciclo de Vida del Campo R2M (ICV Campo R2M)** y sus respectivas estadísticas. Esta distribución se muestra en la parte inferior de la Figura 4. 19..

	Produccion y Precios de Venta															
	Producción Gas Promedio Día (MMPCGD)				PRECIO Gas HUMEDO US$/MPC				Producción Condensado Promedio Día (BD)				PRECIO Condensado US$/Bl			
Ano	$Qdia_{10\%}$	$Qdia_{MEDIA}$	$Qdia_{90\%}$	$Qdia_{ESTDV}$	Min	Moda	Max	DS	$Qdia_{10\%}$	$Qdia_{MEDIA}$	$Qdia_{90\%}$	$Qdia_{ESTDV}$	Min	Moda	Max	DS
2010	80.903	89.085	94.485	2.768	4.285	5.356	6.963	0.446	5760.544	6343.117	6727.623	197.086	51.025	63.781	82.915	5.315
2011	69.015	79.314	93.651	3.982	3.946	4.932	6.412	0.411	4858.999	5606.368	6745.667	283.188	51.984	64.981	84.475	5.415
2012	53.325	59.943	68.421	2.689	3.924	4.905	6.377	0.409	3615.750	4092.512	4654.387	184.656	53.735	67.169	87.320	5.597
2013	42.160	47.462	55.023	2.180	3.864	4.829	6.278	0.402	2792.650	3121.030	3684.794	143.845	53.735	67.169	87.320	5.597
2014	34.031	38.661	48.072	2.026	4.015	5.019	6.525	0.418	2147.089	2444.012	2965.875	128.097	54.610	68.263	88.742	5.689
2015	27.750	31.993	37.324	1.748	4.168	5.210	6.773	0.434	1699.309	1941.195	2316.659	106.607	56.361	70.451	91.587	5.871
2016	22.877	26.362	33.285	1.589	4.323	5.404	7.025	0.450	1331.095	1533.645	1974.452	92.350	57.236	71.545	93.009	5.962
2017	18.481	21.674	27.827	1.385	4.537	5.671	7.372	0.473	1026.713	1208.310	1485.288	75.852	58.987	73.734	95.854	6.144
2018	15.778	18.255	22.391	1.206	4.710	5.888	7.654	0.491	834.825	972.792	1176.862	63.083	60.738	75.922	98.699	6.327
2019	12.996	15.239	19.068	0.943	4.976	6.220	8.085	0.518	660.519	775.234	991.541	47.552	63.363	79.204	102.966	6.600
2020	10.977	12.516	15.058	0.673	5.140	6.424	8.352	0.535	531.565	606.896	738.648	32.218	65.114	81.393	105.810	6.783
2021	9.327	10.444	12.193	0.511	5.303	6.629	8.618	0.552	429.339	481.257	558.022	23.063	66.865	83.581	108.655	6.965
2022	7.738	8.726	10.025	0.388	5.532	6.915	8.990	0.576	338.212	380.916	435.412	16.671	69.491	86.863	112.922	7.239
2023	6.641	7.500	8.551	0.305	5.762	7.202	9.363	0.600	274.151	309.169	354.698	12.441	72.117	90.146	117.189	7.512
2024	5.778	6.422	7.381	0.219	5.992	7.490	9.737	0.624	224.184	249.010	283.683	8.416	74.742	93.428	121.456	7.786
2025	5.171	5.693	6.187	0.180	6.326	7.907	10.280	0.659	187.744	206.683	224.069	6.508	77.368	96.710	125.724	8.059

	Ingresos MMUS$															
	Ingresos por Gas (IG) - MMUS$				Ingresos por Condensados (IC) - MMUS$				Ingresos Totales (IT) - MMUS$				Ingresos Totales Descontados (VPINGR) - MMUS$			
Ano	IG10%	IG Media	IG 90%	IG DS	IC 10%	IC Media	IC 90%	IC DS	IT 10%	IT Media	IT 90%	IT DS	VPINGR 10%	VPINGR M	VPINGR 90%	VPINGR DS
2010	154.690	177.162	200.084	17.139	131.523	150.074	169.592	14.434	298.715	327.236	356.703	22.388	298.715	327.236	356.703	22.388
2011	125.934	145.191	165.839	15.267	116.948	135.077	153.845	14.129	253.967	280.269	307.526	20.723	226.757	250.240	274.577	18.503
2012	94.943	109.180	124.164	11.155	88.627	102.085	116.213	10.525	191.633	211.265	231.405	15.404	152.768	168.419	184.475	12.280
2013	74.036	85.183	96.775	8.740	67.653	78.012	88.844	8.070	148.020	163.196	178.950	11.874	105.358	116.160	127.373	8.452
2014	62.253	71.834	81.990	7.561	53.633	62.050	70.951	6.588	121.238	133.885	147.027	10.015	77.049	85.086	93.438	6.365
2015	53.463	61.768	70.658	6.584	43.827	50.719	58.078	5.460	101.735	112.487	123.809	8.557	57.727	63.828	70.252	4.855
2016	45.592	52.894	60.634	5.792	35.113	40.765	46.752	4.492	84.381	93.659	103.318	7.317	42.750	47.451	52.344	3.707
2017	39.311	45.797	52.596	5.148	28.536	33.200	38.150	3.706	70.881	78.998	87.352	6.327	32.063	35.734	39.514	2.862
2018	34.154	39.856	45.830	4.494	23.540	27.457	31.596	3.073	60.352	67.313	74.471	5.436	24.375	27.187	30.078	2.195
2019	30.258	35.177	40.321	3.900	19.557	22.756	26.129	2.536	52.002	57.933	64.087	4.674	18.752	20.891	23.111	1.686
2020	25.821	29.871	34.199	3.201	15.849	18.370	20.995	1.960	43.438	48.241	53.180	3.739	13.986	15.532	17.122	1.204
2021	22.270	25.753	29.339	2.704	13.002	14.963	16.995	1.537	36.748	40.716	44.773	3.096	10.564	11.705	12.871	0.890
2022	19.488	22.414	25.521	2.290	10.685	12.307	13.994	1.259	31.350	34.720	38.227	2.630	8.047	8.912	9.812	0.675
2023	17.458	20.028	22.713	1.996	8.997	10.335	11.725	1.038	27.477	30.364	33.352	2.255	6.297	6.959	7.643	0.517
2024	15.603	17.841	20.244	1.750	7.524	8.639	9.788	0.850	23.976	26.480	29.096	1.951	4.906	5.418	5.954	0.399
2025	14.661	16.752	18.966	1.631	6.493	7.446	8.446	0.730	21.924	24.198	26.579	1.778	4.005	4.421	4.856	0.325

$$ICV = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{I_i}{(1+r)^i}\right) = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{(PV_i)x(pv_i)}{(1+r)^i}\right)$$

Ingresos en el Ciclo de Vida (ICV) - MMUS$			
ICV 10%	ICV Media	ICV 90%	ICV DS
1,151.28	1,195.18	1,239.13	34.00

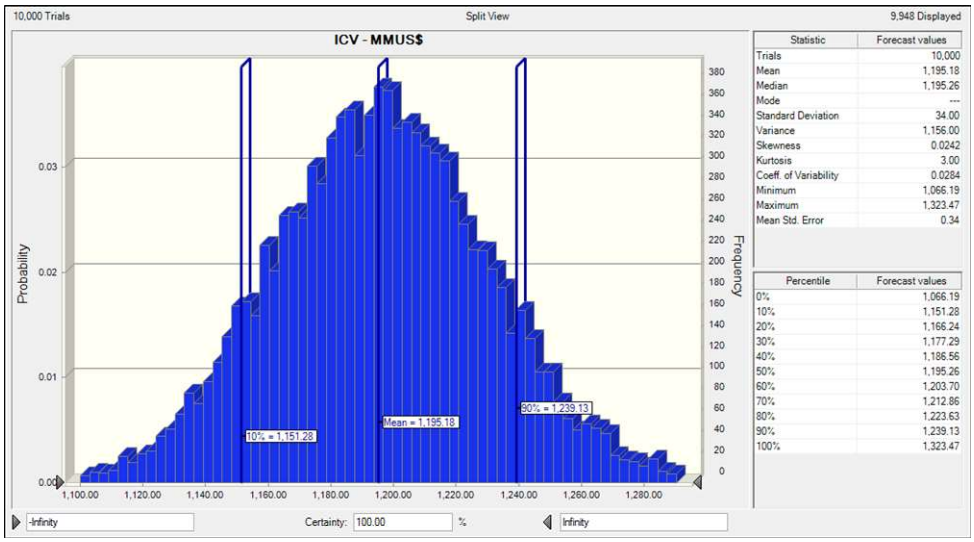


Figura 4. 19. Esquemático de la estimación de los Ingresos en el Ciclo de Vida del Campo R2M (ICV).

Paso 2.2: Estimación de Egresos asociados a un Escenario de Explotación

Como se mencionó previamente, la estimación de egresos reside en el Análisis del Costo del Ciclo de Vida. La ecuación 4.26 representa el modelo matemático para el cálculo del **C**osto del **C**iclo de **V**ida de un Activo (**CCV**).

$$CCV = \sum_{i=0}^{n} \frac{C_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{P_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{M_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{L_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{D_i}{(1+r)^{n+1}} \quad \text{(Ec. 4.26)}$$

Donde:
CCV: Costo del Ciclo de Vida
C_i: Costos Capital
P_i: Costos de Producción en el año "i"
M_i: Egresos por Mantenimiento en el año "i"
L_i: Egresos o Pérdidas por Fallas o Eventos No Deseados en el año "i"
D_i: Costos de Desincorporación en el año "i"
r = tasa de descuento
i = cualquier año en la vida del activo
n = vida asumida del activo u horizonte económico

Particularmente en el marco de la evaluación económica de un escenario de explotación, la estimación del CCV puede hacerse en dos fases:

- **Fase 1: Estimación Probabilística del Costo de Capital o Inversión (CAPEX) – Renglón C del CCV.** Esta fase implica estimar los siguientes renglones:
    - Estimación del perfil de inversiones (egresos) que se harán para perforar y/o reparar los pozos requeridos para drenar el reservorio.
    - Estimación del perfil de inversiones (egresos) asociados a la construcción y/o adecuación de la infraestructura para producir o instalaciones de superficie, capaces de manejar el pronóstico de producción realizado en el paso 2.1
- **Fase 2: Estimación Probabilista de Gastos y Costos de Operación (OPEX)**. Esta fase implica estimar los siguientes renglones:
    - Estimación del perfil de gastos de operación (renglón P del CCV), que depende directamente del pronóstico de producción y del costo por unidad producida. Normalmente, en el costo de por unidad producida esta incluida una alícuota asociada a los costos o egresos por actividades de"mantenimiento planificado", requerido para la operatividad de la infraestructura para producir (renglón M del CCV).
    - Estimación del perfil de gastos asociado a eventos no deseados o fallas en los sistemas de producción, incluyendo los eventos que generan "pérdidas de producción o producción diferida" (renglón L del CCV).

ACCV - Fase 1: Parte I: Estimación Probabilística del Costo de Capital o Inversión Inicial (CAPEX) – Inversiones en Perforación y/o Reparación Mayor de Pozos

Al igual que para el pronóstico de producción, esta estimación se hace con el modelo conocido como **"Pronóstico de Inversiones en Perforación y Reparación de Pozos basado en el Modelo de Pozos Tipo y en el Modelo del Número de Pozos"**

Modelo Probabilista de Pozos Tipo – Parte II

Para cubrir además la gran variedad de pozos requeridos para drenar sus reservas, se utiliza la metodología previamente mencionada que contempla la integración de los modelos de pozos según su configuración mecánica de perforación, terminación, la condición de productividad en términos de baja, media y alta productividad y las tecnologías convencionales y no convencionales. El elemento integrador de todas estas características es el denominado Pozo Tipo, Pseudo Pozo o Pozos Representativo. Este modelo, en su parte II, contempla las siguientes estimaciones:

- Estimación Probabilista del Tiempo de la Actividad de Perforación o Reparación Mayor y Análisis de Sensibilidad.
- Estimación Probabilista del Costo de la Actividad de Perforación o Reparación Mayor y Análisis de Sensibilidad .
- Pronóstico de Producción Perdida por Indisponibilidad del Pozo – Modelo de Disponibilidad del Pozo.

Estos modelos pueden ser consultados en el presente capítulo, Sección 1, apartados 3.4 y 3.5.

Pronóstico de Inversiones en Perforación y Reparación – Perfil Estocástico

Como puede inferirse del esquema presentado en la Figura 4. 20, este modelo se basa en asignar a cada localización contemplada en la "Actividad Calendarizada o Movimiento de Equipos (Modelo del Número de Pozos)" un comportamiento del costo de la actividad tipificado en alguno de los "pozo tipo" previamente modelados y cotejados.

El modelo genera los perfiles estocásticos de inversión en perforación y reparación para cada uno de los escenarios de explotación evaluados.

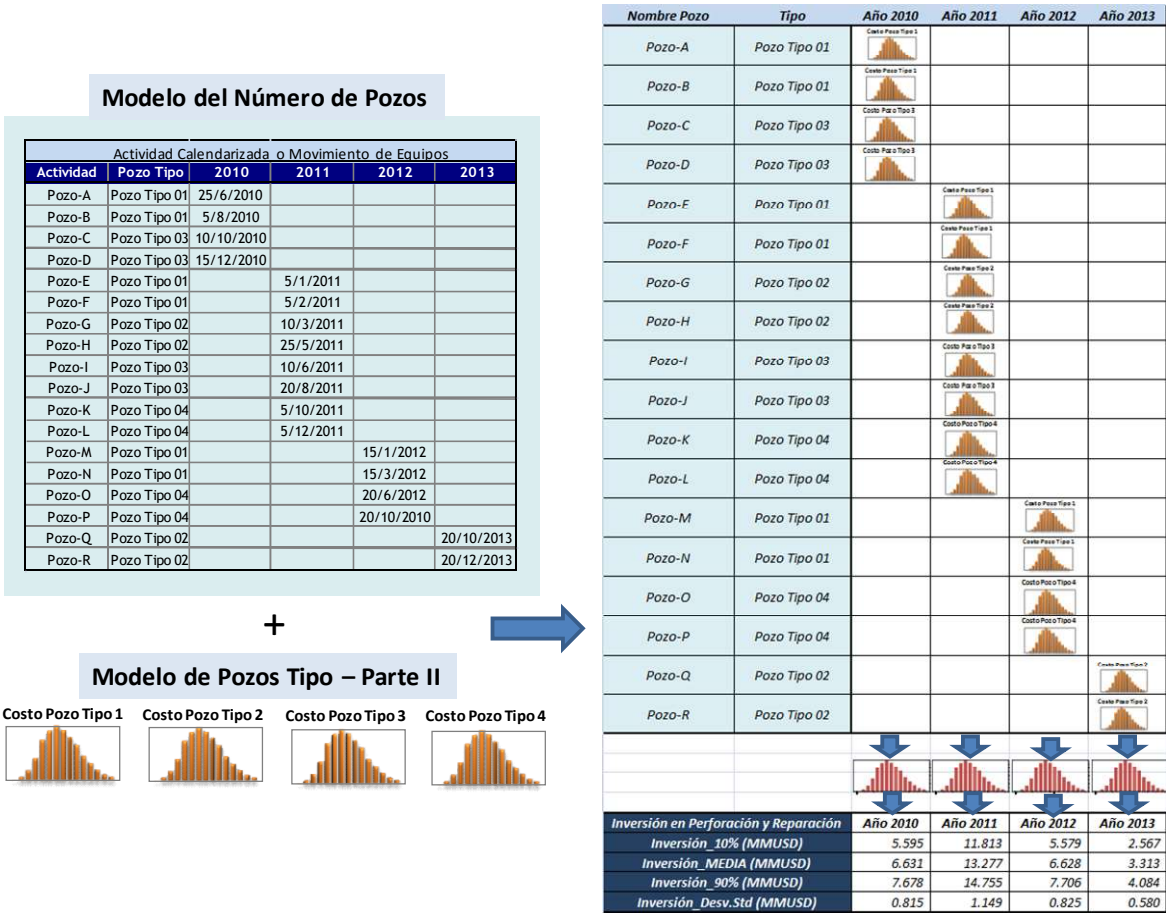


Figura 4. 20. Esquemático de la Generación del Pronóstico de Inversiones en Perforación y Reparación – Estocástico

ACCV - Fase 1: Parte II: Estimación Probabilística del Costo de Capital o Inversión Inicial (CAPEX) – Inversiones asociadas a la construcción y/o adecuación de la infraestructura para producir o instalaciones de superficie

Modelo Probabilista de Instalaciones:

El objetivo fundamental de éste modelo es dimensionar las instalaciones de superficie requeridas para manejar el producto que proviene del subsuelo, su influencia en el pronóstico de producción debido a su disponibilidad y las inversiones asociadas, considerando las incertidumbres y riesgos de la explotación; perforación, transporte y manejo en superficie del hidrocarburo.

El modelo probabilista de instalaciones para la evaluación de los diferentes escenarios en evaluación tiene como insumos los siguientes aspectos:

- Pronósticos de producción (Perfil Estocástico).
- Configuración del sistema de producción existente y las capacidades instaladas de la infraestructura de superficie (redes de ductos para gas y condensados, plantas de separación, compresión, tratamiento, transporte y almacenamiento).
- Costos de las instalaciones.
- Estadísticas de fallas y reparaciones de los diversos componentes del sistema.
- Plan de mantenimiento y costos de mantenimiento asociados al plan.

Las salidas o productos del modelo para cada escenario evaluado, los siguientes aspectos:

- Capacidades adicionales requeridas para cada uno de los sistemas que forman parte de los procesos de recolección, transporte, procesamiento y disposición de fluidos y plan de actividad física de las instalaciones.
- Pronósticos probabilistas de la producción diferida por indisponibilidad de las instalaciones.

- Inversiones (calendarizadas) probabilistas.
- Costos probabilistas de operación, mantenimiento y desincorporación de las instalaciones nuevas.

La Figura 4. 21 muestra el flujo de trabajo seguido para desarrollar el modelo probabilista de instalaciones, en el cual se contemplan tres fases de análisis:

- Análisis de Ingeniería de Procesos
- Análisis de Disponibilidad Producción e Instalaciones
- Análisis Económico

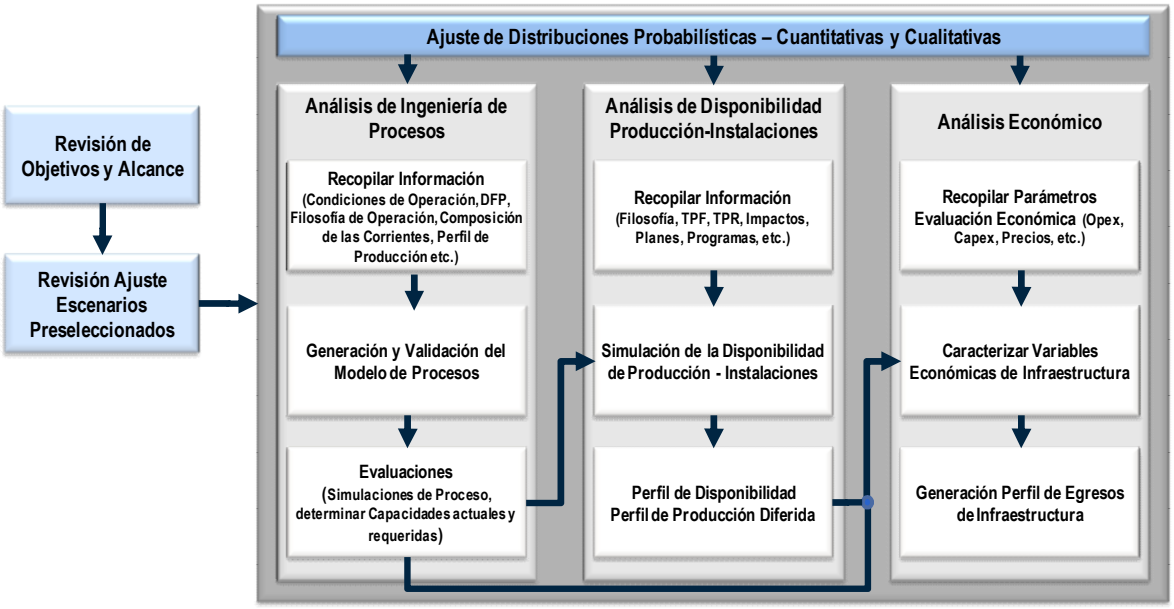


Figura 4. 21. Flujo de trabajo del Modelo Probabilista de Instalaciones

El Análisis de Ingeniería de Procesos normalmente se soporta simulaciones realizadas con herramientas especializadas para simulación de procesos que permiten el cálculo de las capacidades requeridas en los sistemas de recolección, transporte, procesamiento y disposición y distribución de fluidos para cada una de las ramas del sistema. Más específicamente, este análisis genera los siguientes productos:

- Modelos de la Red de Fluidos (Gas Húmedo, Gas Seco, Líquidos) para las condiciones de los 15 años del estudio y para cada una de los escenarios de explotación analizados.
- Balance de masa de las corrientes de los procesos (Gas Húmedo, Gas Seco, Líquido), para las condiciones de los 15 años del estudio y para cada una de los escenarios de explotación analizados.
- Identificación de restricciones de infraestructura (cuellos de botellas) que podrían surgir por los cambios en los volúmenes de fluido a procesar y transportar.
- Identificación de los momentos del tiempo que definen puntos clave de la incorporación de instalaciones nuevas o para la racionalización de las instalaciones

La Figura 4. 22 muestra un ejemplo de una sección del Modelo de Procesos desarrollado para el Campo R2M.

El Análisis Económico se alimenta del análisis de procesos y se basa en estimar o pronosticar todos los posibles "flujos de caja" que pudieran ocurrir durante toda la vida útil de de las instalaciones de superficie, incluyendo todas las fases; desde el diseño, procura, construcción, operación, mantenimiento hasta su desincorporación. El análisis se sustenta en un modelo de simulación que toma en cuenta todos los posibles ingresos y egresos, durante el periodo de evaluación.

La salida de este modelo es un perfil estocástico de inversiones calendarizadas, del que puede determinarse la distribución de probabilidades de la inversión requerida en instalaciones para cada instante del tiempo durante el período en evaluación.

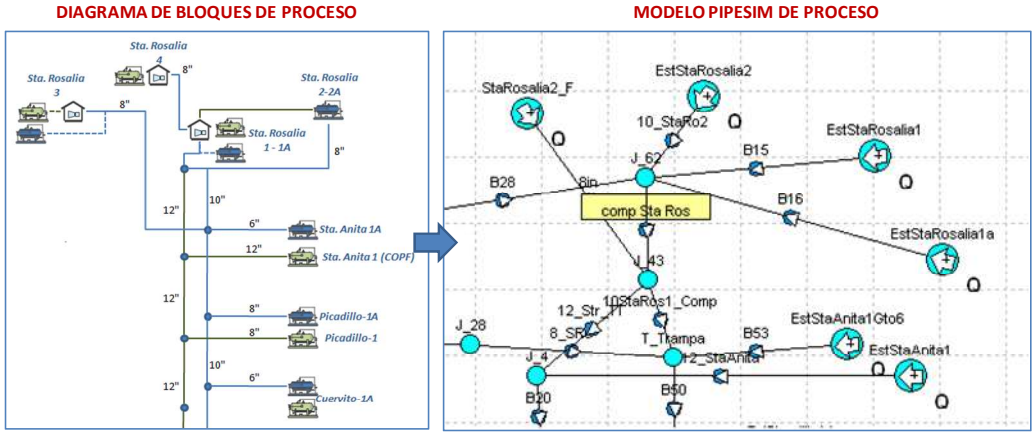


Figura 4. 22. Sección del Modelo de Procesos que se construyó para la red de producción del Campo R2M

ACCV - Fase 2: Parte I: Estimación Probabilista de Gastos y Costos de Operación (OPEX) - Estimación del perfil de gastos de operación (renglón P del CCV)

Esta estimación que depende directamente del pronóstico de producción generado (para el caso que se viene utilizando como ejemplo esto correspondería al perfil de producción y del costo por unidad producida.

Los gastos de producción se calculan como se indica a continuación:

Pi = PVi x Costo de Producción por barril ($/bl) (Ec. 4.27)

Donde:
Pi: Costo de Producción en el año "i"
PVi=Producción vendida en el año "i"
Costo de Producción por unidad producida ($/año)i

Normalmente, en el costo de por unidad producida esta incluida una alícuota asociada a los costos o egresos por actividades de "mantenimiento planificado", requerido para la operatividad de la infraestructura para producir (renglón M del CCV).

ACCV - Fase 2: Parte II: Estimación Probabilista de Gastos y Costos de Operación (OPEX) - Estimación del perfil de gastos asociado a eventos no deseados o fallas en los sistemas de producción (renglón L del CCV).

Análisis de Disponibilidad de Producción e Instalaciones de Superficie

El objetivo de este análisis es determinar la producción "en riesgo" y la indisponibilidad del proceso de producción. El análisis se sustenta en una simulación de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad que toma en cuenta la configuración del sistema, la confiabilidad de los equipos y sus fallas aleatorias, las reparaciones, las paradas parciales y totales, las pérdidas de capacidad por degradación de sus componentes y el tiempo fuera de servicio por mantenimiento planificado. Esta simulación además se alimenta de la simulación de procesos.

Todo el análisis se soporta en una combinación de la técnica de Diagrama de Bloques de Disponibilidad con Simulación de Montecarlo, y esto puede hacerse con diversas herramientas comerciales como RAPTOR, RAMP o MAROS, entre las más conocidas.

La base fundamental de este análisis es la estadística de tiempos de falla y reparación para los diversos componentes que integran el sistema, tomada de bases de datos propias, bancos de datos genéricos de la industria y opinión de expertos.

La Figura 4. 23 muestra secciones del Modelo de Diagrama de Bloques de Disponibilidad y su correspondiente Modelo RAMP construido en el software MAROS, para las instalaciones del Campo R2M.

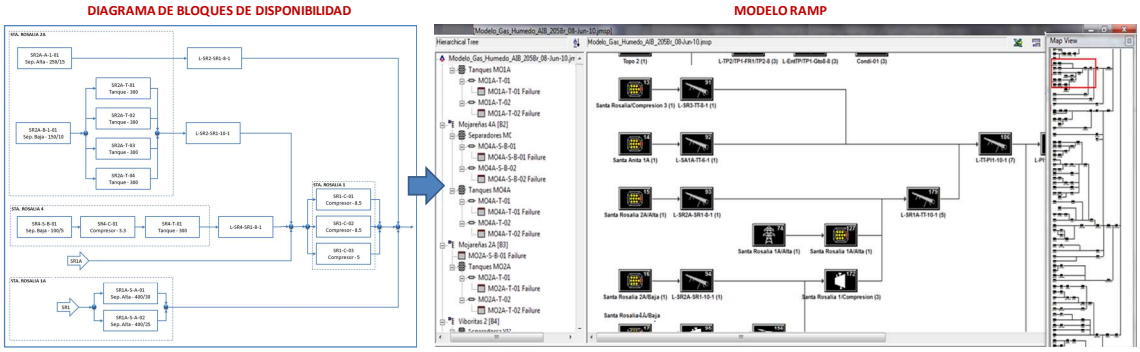
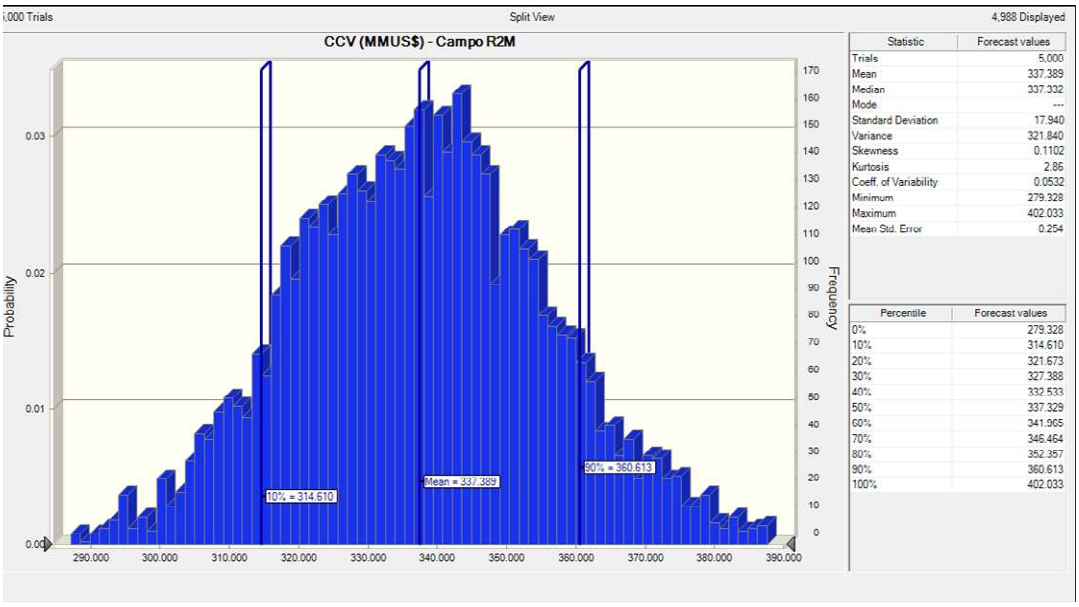


Figura 4. 23. Sección del Modelo RAMP que se construyó para la Red de Instalaciones del Campo R2M

Los productos específicos de este análisis son:

- Pronóstico de la Disponibilidad del Sistema para los 15 años de evaluación del proyecto.
- Pronóstico de Producción Diferida para los 15 años de evaluación del proyecto.
- Lista jerarquizada de los componentes del sistema con mayor impacto en la indisponibilidad del mismo.

Con éste análisis se completan los insumos para resolver mediante simulación la ecuación 2.35 para estimar el CCV del escenario de explotación analizado. La Figura 4. 24 muestra la distribución de probabilidad resultante para el CCV de un escenario de explotación del Campo R2M.



Costos del Ciclo de Vida (CCV) - MMUS$			
CCV 10%	CCV Media	CCV 90%	CCV DS
314.61	337.39	360.61	17.94

Figura 4. 24. Distribución de Probabilidad y Estadísticas del Costo del Ciclo de Vida (CCV Campo R2M)

Paso 2.3. Estimación del VPN Probabilístico de un Escenario de Explotación

El indicador económico utilizado mayormente utilizado para medir la bondad de una opción de desarrollo u escenario de explotación es el Valor Presente Neto (VPN), expresado en cualquiera de las siguientes expresiones (Ecuaciones 4.28 y 4.29 respectivamente):

$$VPN_n = \sum_{i}^{n} \frac{INGRESOS_i - EGRESOS_i}{(1+i)^j} - (INVERSION\ INICIAL) \qquad \text{(Ec. 4.28)}$$

En términos del ICV y del CCV la expresión matemática del VPN es re-expresada como:

$$VPN = ICV - CCV \qquad \text{(Ec. 4.29)}$$

La Figura 4. 25 muestra la distribución de probabilidad del indicador económico Valor Presente Neto.

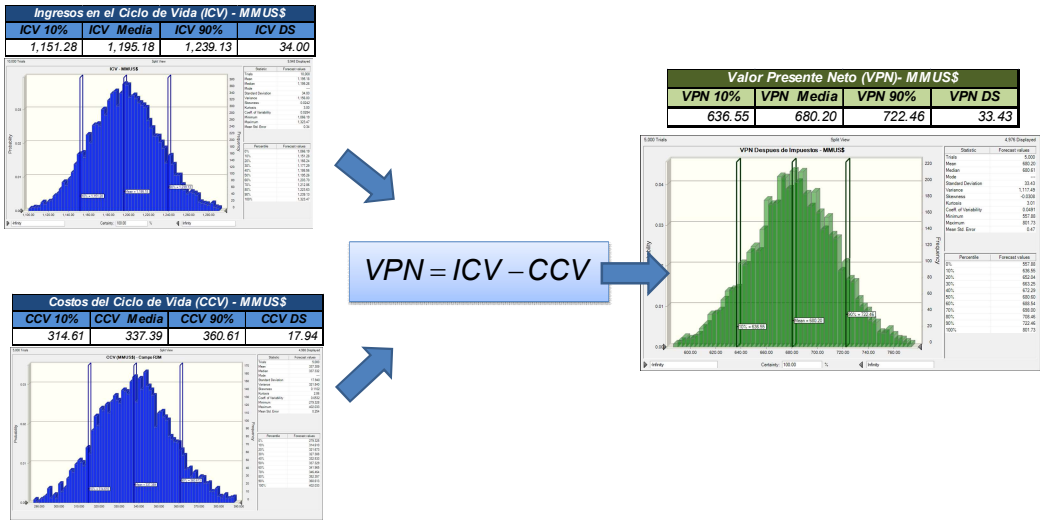


Figura 4. 25. Distribución Probabilística del Valor Presente Neto (VPN) de un Escenario de Explotación.

Paso 2.4. Estimación del Factor de Rentabilidad y el Factor de Riesgo.

En Figura 4. 26 puede observarse como a partir de la función de distribución de probabilidad del VPN, se obtienen dos parámetros importantes:

El Factor de Rentabilidad: Representado por la Media o Valor Esperado de la distribución del VPN.

El Factor de Riesgo: Representado por la Desviación Estándar de la distribución del VPN.

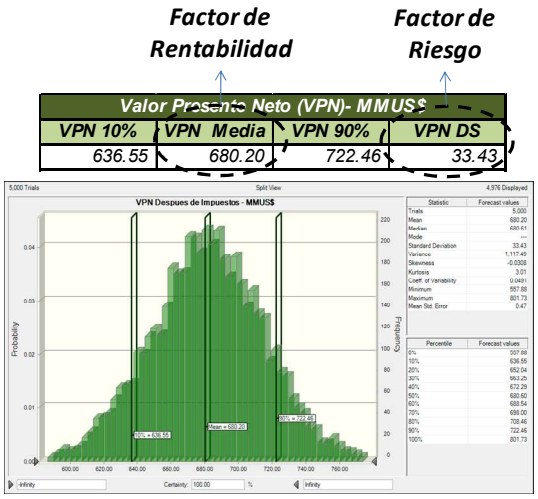
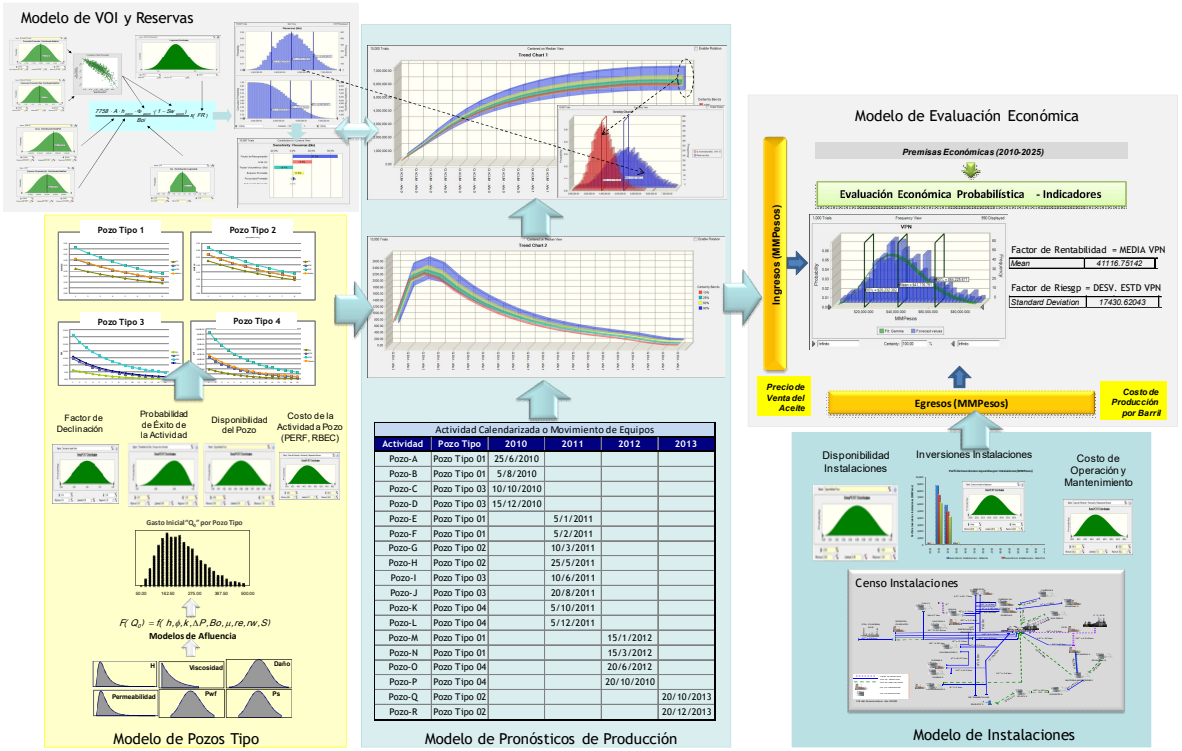


Figura 4. 26. Factor de Rentabilidad y Factor de Riesgo de un Escenario de Explotación

Finalmente la Figura 4. 27 resume esquemáticamente todo el proceso de Análisis Económico del Ciclo de Vida de un Escenario de Explotación.



Actividad Calendarizada o Movimiento de Equipos

Actividad	Pozo Tipo	2010	2011	2012	2013
Pozo-A	Pozo Tipo 01	25/6/2010			
Pozo-B	Pozo Tipo 01	5/8/2010			
Pozo-C	Pozo Tipo 03	10/10/2010			
Pozo-D	Pozo Tipo 03	15/12/2010			
Pozo-E	Pozo Tipo 01		5/1/2011		
Pozo-F	Pozo Tipo 01		5/2/2011		
Pozo-G	Pozo Tipo 02		10/3/2011		
Pozo-H	Pozo Tipo 02		25/5/2011		
Pozo-I	Pozo Tipo 03		10/6/2011		
Pozo-J	Pozo Tipo 03		20/8/2011		
Pozo-K	Pozo Tipo 04		5/10/2011		
Pozo-L	Pozo Tipo 04		5/12/2011		
Pozo-M	Pozo Tipo 01			15/1/2012	
Pozo-N	Pozo Tipo 01			15/3/2012	
Pozo-O	Pozo Tipo 04			20/6/2012	
Pozo-P	Pozo Tipo 04			20/10/2010	
Pozo-Q	Pozo Tipo 02				20/10/2013
Pozo-R	Pozo Tipo 02				20/12/2013

Figura 4. 27. Esquemático del Proceso de Análisis Económico Estocástico del Ciclo de Vida de un Escenario de Explotación

Paso 2.5. Análisis de Sensibilidad al VPN Probabilístico de un Escenario de Explotación.

En esta actividad se generan análisis de sensibilidades de las diferentes variables que forman parte del modelo, con la finalidad de identificar aquellas que generan mayor incertidumbre; y en consecuencia representan mayores riesgos. Esta etapa busca finalmente establecer acciones de mitigación de los mencionados riesgos; con énfasis en los más importantes para el proyecto.

La Figura 4. 28 muestra el Análisis de Sensibilidad del VPN de uno de los escenarios de explotación del Campo R2M.

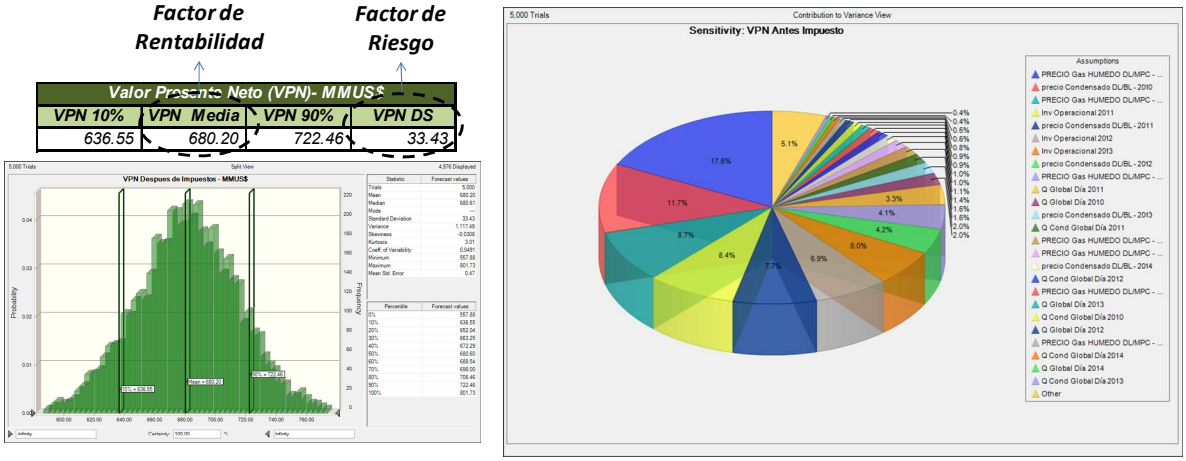


Figura 4. 28. Análisis de Sensibilidad del VPN de un Escenario de Explotación

Paso 3. Jerarquización del Portafolio o Cartera de Opciones de Desarrollo o Escenarios de Explotación.

Los pasos anteriores permiten obtener para cada escenario los pronósticos de producción probabilistas, la actividad, tiempos

y los costos asociados, así como los indicadores claves de desempeño del proyecto. Igualmente, permiten obtener los resultados asociados a las sensibilidades de las variables críticas, usando como herramienta el diagrama de tornado para determinar el impacto de las variables sobre la generación del valor de cada escenario.

El proceso de jerarquización se fundamenta en extraer de las distribuciones de probabilidad del VPN y del VPI obtenidas para cada escenario evaluado, dos parámetros: el factor de rentabilidad y el factor de riesgo

- El Factor de Rentabilidad del Escenario, está representado por la media o valor esperado de la distribución del VPN y se traduce como la ganancia esperada del escenario evaluado, en un horizonte de tiempo
- El Factor de Riesgo, está representado por la desviación estándar de la distribución del VPN e informa sobre que tan alejado del valor de rentabilidad esperado, puede estar el valor real del VPN, debido a la influencia de las múltiples incertidumbres que afectan el proceso de producción.

Los factores previamente mencionados permiten realizar un proceso de "Jerarquización de Escenarios de Explotación" que permite seleccionar el o los escenarios con un nivel óptimo de riesgo y máxima rentabilidad para el plan de explotación. Con los resultados previamente obtenidos, se puede construir una Matriz Bi-Dimensional: Rentabilidad (Media VPN) Vs Riesgo (Desv. Estd VPN)

Las Figura 4. 29 muestra el gráfico previamente mencionado con los resultados obtenidos del Análisis Económico del Ciclo de Vida de los 16 Escenarios resultantes del Paso 1, desarrollados para el Campo R2M.

Matriz Bi-Dimensional: Rentabilidad (Media VPN) - Riesgo (Desv. Estd VPN)

Escenario	μ VPN	Riesgo
Esc 1	36553.79	22802.72
Esc 2	39983.07	24647.61
Esc 3	41025.48	28306.26
Esc 4	43908.16	28640.00
Esc 5	39664.00	27928.12
Esc 6	40181.23	28109.85
Esc 7	37462.16	28034.60
Esc 8	42169.41	31274.59
Esc 9	40609.61	29848.29
Esc 10	40987.33	29837.59
Esc 11	42377.59	29542.63
Esc 12	39712.69	28747.10
Esc 13	38489.83	27144.37
Esc 14	42932.26	31421.34
Esc 15	36745.46	27801.77
Esc 16	45314.76	31241.21

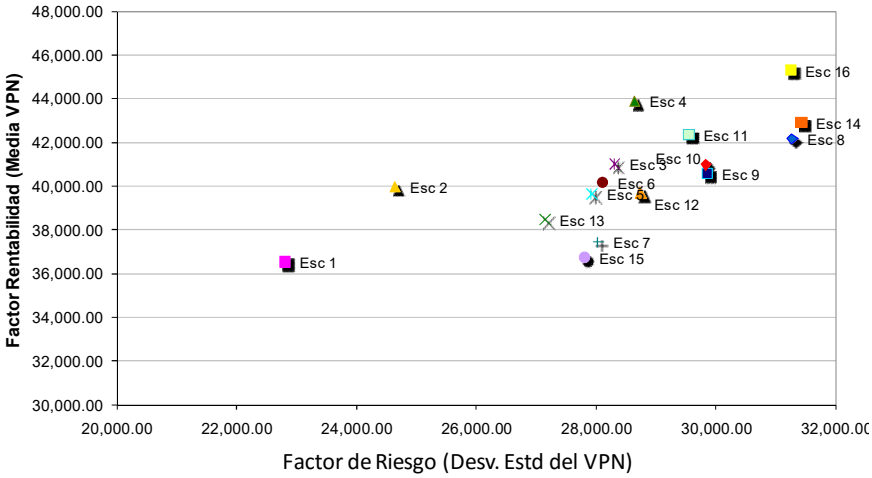


Figura 4. 29. Matriz de Jerarquización de Escenarios de Explotación – Matriz Rentabilidad - Riesgo