



*Universidad  
Surcolombiana*

**METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN Y MEDICIÓN DEL RIESGO  
OPERATIVO, PARA EJECUTAR PROYECTOS QUE MINIMIZEN LAS  
PÉRDIDAS DE PRODUCCION EN EL CAMPO TELLO DE ECOPETROL S. A.**

**CAROLINA TRUJILLO MONJE  
EDWIN FERNANDO CHÁVARRO OVIEDO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2008**



Universidad  
Surcolombiana

**METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN Y MEDICIÓN DEL RIESGO  
OPERATIVO, PARA EJECUTAR PROYECTOS QUE MINIMIZEN LAS  
PÉRDIDAS DE PRODUCCION EN EL CAMPO TELLO DE ECOPETROL S. A.**

**CAROLINA TRUJILLO MONJE  
EDWIN FERNANDO CHÁVARRO OVIEDO**

**Proyecto de grado como requisito para optar al título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
JOSÉ MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ  
Ingeniero de Petróleos  
Jefe Departamento de Producción Huila ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2008**



Universidad  
Surcolombiana

## Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

Firma Presidente del Jurado

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Neiva, Diciembre de 2008.

## DEDICATORIA

*A DIOS por darme la vida y la fortaleza necesaria para vivirla, a mis padres Reinaldo, y Luz Mariana, por su ejemplo, sacrificio y amor incondicional, a mis hermanos, Juan Manuel y Valeria, por su cariño, respeto y confianza hacia mí, a mi abuelita Mariela quien ha sido como mi segunda madre, a Mario a quien le debo su cariño y desinteresada solidaridad y en general a todos mis demás familiares y amigos , tanto los que ya partieron al más allá ,como los que aun siguen en este mundo para ellos también va dedicado este logro de mi vida.*

*Muchas gracias*

**CAROLINA**

*Porque fue el sueño del mejor Padre que un hijo haya podido tener, porque es un regalo merecido de la gurú mas gurú de las ganas de salir adelante, las buenas intenciones, un amor inagotable y otras tantas cosas, es decir, mi Mamita y, finalmente porque hay momentos en la vida en los que te sientes tan feliz que nunca desearías que el tiempo transcurriera, esto también es para ti Frervawin*

**EDWIN FERNANDO**



## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y profesores del programa de Ingeniería de Petróleos, por habernos transmitido sus conocimientos para ser lo que somos ahora.

MECÁNICOS ASOCIADOS S.A. Y ECOPEPETROL S.A. – GERENCIA REGIONAL SUR, Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima, por su apoyo logístico.

JOSÉ MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ. Jefe de Departamento de Producción Huila. Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima. ECOPEPETROL S.A. Director del proyecto.

WILSON ALEXANDER MARTÍNEZ ARDILA. Ingeniero de Producción .Campo Tello, ECOPEPETROL S.A. Asesor del proyecto.

JUAN CARLOS SÁNCHEZ RAMÓN. Ingeniero de producción. Campo Orito, ECOPEPETROL S.A. Asesor del proyecto.

JULIO MARIO RUEDA. Ingeniero de Producción. Campo DINA, ECOPEPETROL S.A.

FAURICIO ROMERO ALVAREZ. Ingeniero de Producción. Campo DINA. ECOPEPETROL S.A.

JOSÉ VICENTE CRUZ. Supervisor de Workover. ECOPEPETROL S.A.

MARIO MOLANO TRUJILLO. Ingeniero de Producción. Campo DINA, ECOPEPETROL S.A.

RODRIGO GUZMÁN TRUJILLO. Ingeniero de Petróleos. CENTRILIFT.



*Universidad  
Surcolombiana*

LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO. Profesor Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, por ser evaluador de este proyecto y por sus aportes para la culminación del mismo.

JORGE ARTURO CAMARGO. Profesor Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, por ser evaluador de este proyecto y por sus aportes para la culminación del mismo.

ALFONSO ORTIZ, Profesor Programa de Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana, por ser nuestro codirector del proyecto y por sus aportes para la culminación del mismo.

En general a todas aquellas personas que de una u otra forma participaron en la maduración y ejecución de este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	19
2. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA	20
3. GENERALIDADES DEL CAMPO	21
3.1 LOCALIZACIÓN	21
3.2 HISTORIA	22
3.3 MODELO GEOLÓGICO	22
3.3.1 Marco Regional	22
3.3.2 Modelo Estructural	23
3.4 POZOS	24
4. MARCO TEÓRICO	28
4.1 EL CONCEPTO DE RIESGO	28
4.1.1 Clasificación del Riesgo	28
4.1.2 Proceso de administración del riesgo	30
4.2 CONCEPTOS GENERALES SOBRE EL RIESGO OPERATIVO	31
4.2.1 El concepto de riesgo operativo.	31
4.2.2 Prácticas adecuadas para la gestión del riesgo operativo	34
4.3 RECOLECCIÓN DE DATOS PARA LA MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DIFERIDA	39

4.3.1 Fuentes de información.	39
4.3.2 Proceso de recolección de la información.	41
4.4 METODOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO	42
4.4.1 Metodologías descendentes	43
4.4.2 Metodologías ascendentes.	45
4.4.3 Metodologías aplicadas en la industria de campos petroleros	50
4.4.3.1 La matriz de evaluación de riesgos	50
4.4.3.2 Análisis de Causa Raíz:	57
5. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DIFERIDA	59
5.1 DEFINICIÓN DE VARIABLES	63
5.2 ESTIMACIÓN DE LAS PROBABILIDADES CONDICIONALES	63
6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	66
6.1 OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN RELEVANTE	66
6.2 RESULTADOS	67
6.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES	77
6.4 ESTIMACIÓN DE LAS PROBABILIDADES CONDICIONALES	79
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFÍA	90
ANEXOS	92



## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización geográfica del Campo Tello	21
Figura 2. Láminas estructurales del Campo Tello	24
Figura 3. Mapa de ubicación de los pozos	26
Figura 4. Tipos de Riesgos	29
Figura 5. Metodología de Administración del Riesgo	31
Figura 6. Fuentes de Información para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo Asociado a la Producción Diferida.	40
Figura 7. Metodologías para la medición del riesgo operativo que puede asociarse a la producción diferida.	43
Figura 8. Modelo de Distribución de Pérdida	48
Figura 9. Estructura General de la Red Bayesiana para la Medición del Riesgo Operativo	50
Figura 10. Diagrama de acción de las áreas	58
Figura 11. Metodología para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo Asociada a la Producción Diferida.	60
Figura 12. Indicadores y Sub-indicadores	62
Figura 13. Mapa de procesos- GERENCIA REGIONAL SUR	67
Figura 14. Red Bayesiana para la Medición del Riesgo Asociado a Perdidas Diferidas Campo Tello – Bombeo Mecánico – Categoría Subsuelo	78
Figura 15. Nivel de Indicadores y Subindicadores para la Medición del Riesgo Asociado a Perdidas Diferidas Campo Tello – Bombeo Mecánico – Categoría Subsuelo, Subcategoría Varilla Partida, Indicador Rozamiento y Subindicador Centralizadores.	79

Figura 16. Probabilidades condicionales para el indicador Corrosión. Campo Tello – Bombeo Mecánico.	80
Figura 17. Probabilidades condicionales para la subcategoría Varilla Partida. Campo Tello – Bombeo Mecánico.	81
Figura 18. Distribución de Probabilidad para la Categoría Varilla Partida, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico	82
Figura 19. Distribución de Probabilidad para la Categoría Baja eficiencia del equipo de subsuelo, área de subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico	83
Figura 20. Distribución de Probabilidad para la Categoría Espera de Mantenimiento del equipo de subsuelo y Reacondicionamiento, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico	83
Figura 21. Distribución de Probabilidad para la Categoría Daño de Tubería, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico	84
Figura 22. Distribución de Probabilidad para la Categoría Falla Bomba, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico	85
Figura 23. Indicadores y Sub – Indicadores	95
Figura. 24. Representación cualitativa de la red bayesiana para el ejemplo considerado.	99
Figura. 25. Distribución incondicional y CPT del ejemplo.	100
Figura 26. Redes Bayesianas para el Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	106
Figura 27. Red Bayesiana Para la Categoría Eficiencia de Equipo de Subsuelo.	106
Figura 28. Red Bayesiana Para la Categoría Espera de Mantenimiento para el Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento	107
Figura 29. Red Bayesiana Para la Categoría Reposición de Tubería	107
Figura 30. Distribución de Probabilidad para la Categoría Eficiencia Equipo de subsuelo para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	108

Figura 31. Distribución de Probabilidad para la Categoría Espera de Mantenimiento del Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	109
Figura 32. Distribución de Probabilidad para la Categoría Reposición Tubería para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	110
Figura 33. Distribución de Probabilidad para la Categoría Falla del Equipo de Fondo (BES) para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	111

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Condición de los pozos	25
Tabla 2. Características del yacimiento y propiedades de los fluidos del Campo Tello de Ecopetrol S.A	27
Tabla 3. Clasificación de los eventos de pérdidas Asociados al Riesgo Operativo en el área de subsuelo propuestos por la Coordinación Producción Huila.	33
Tabla 4. Matriz de evaluación del riesgo	51
Tabla 5. Clasificación de las Consecuencias Potenciales	52
Tabla 6. Evaluación de riesgos	54
Tabla 7. Consecuencias posibles a personas	55
Tabla 8. Consecuencias posibles a la economía	55
Tabla 9. Consecuencias posibles al medio ambiente	56
Tabla 10. Consecuencias posibles a la imagen de la empresa	56
Tabla 11. Indicadores de riesgo Asociados a Producción Diferida para el área de subsuelo.	61
Tabla 12. Ejemplo de Probabilidades condicionales para los indicadores	63
Tabla 13. Ejemplo de Probabilidades Condicionales para los Eventos de Pérdida Asociados a Producción Diferida.	64
Tabla 14. Niveles de severidad para los pozos de acuerdo a los eventos de perdida asociados a la producción diferida	69
Tabla 15. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de Subsuelo. Campo Tello – Bombeo Mecánico.	70

Tabla 16. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Subsuelo. Campo Tello Bombeo Mecánico	74
Tabla 17. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello Bombeo Mecánico	76
Tabla 18. Número de Operaciones Sujetas a Pérdidas Operativas asociadas a Producción diferida	76
Tabla 19. Frecuencia de Eventos de Pérdida	94
Tabla 20. Indicadores de Riesgo Asociados a Producción Diferida	94
Tabla 21. Clasificación de los eventos de pérdidas Asociados al Riesgo Operativo del equipo de subsuelo de la Coordinación Producción Huila.	96
Tabla 22. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de subsuelo. Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	102
Tabla 23. Relación de Indicadores y Subindicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello – Bombeo Electrosumergible.	104
Tabla 24. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello Bombeo Electrosumergible	105



## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Encuesta para la recolección de datos e indicadores de pérdidas operativas asociadas a producción diferida para el Campo Tello de Ecopetrol S.A.	93
Anexo B. Redes Bayesianas	98
Anexo C. Indicadores y Subindicadores Campo Tello – Bombeo Electrosumergible	102

## RESUMEN

Durante la década anterior, un gran número de entidades financieras y no financieras han venido implementado procesos de administración de riesgo, principalmente para la gestión de los riesgos de crédito y de mercado. Más recientemente, las entidades financieras han enfocado su atención al manejo del riesgo operativo, un tipo de riesgo que había sido considerado por muchas instituciones como no cuantificable, pero que, de acuerdo con el Comité de Basilea y teniendo en cuenta algunos eventos de pérdida significativos asociados a este tipo de riesgo, también puede representar peligros sustanciales para la solidez y seguridad del sistema bancario internacional.

Es así como el riesgo operativo comienza a ser un tema de gran importancia no solo para las instituciones bancarias, sino también para las empresas petroleras quienes requieren de un proceso de administración del mismo, para conocer reducir y controlar posibles eventos de pérdidas que amenacen con la competitividad de la empresa.

Teniendo en cuenta lo anterior y considerando además la importancia que tiene para todas las empresas petroleras, la disminución de la producción diferida, entendiéndose ésta como la pérdida de producción de crudo de un campo, ocasionado por la inactividad en cualquier proceso de un pozo, este proyecto de tesis diseñó una metodología estructurada y operacional de identificación y medición de riesgo operativo asociado a la producción diferida, con el ánimo de tener las bases necesarias para tomar decisiones bajo incertidumbre, que conlleven a ejecutar proyectos que minimicen y mantengan la producción diferida en niveles aceptables.

Dicha metodología esta soportada en modelos tales como Redes Bayesianas y la Simulación de Montecarlo, y puede ser aplicada a cualquier campo petrolero. La metodología consta de nueve pasos en los cuales se definen categorías para los posibles eventos de pérdida y se identifican indicadores de riesgo y las relaciones entre ellos para construir una Red Bayesiana que estima la distribución de probabilidad para cada una de las categorías de eventos de pérdida. Finalmente, utilizando la Simulación de Montecarlo se obtiene la distribución de las pérdidas totales durante el horizonte de tiempo definido para el análisis y se calcula la provisión de dinero que debe hacer la empresa para cubrir los posibles eventos de pérdida debidos al riesgo operativo.

## ABSTRACT

During the previous decade, a great number of financial and not financial entities has come implemented processes of administration of risk, mainly for the administration of the credit and market risks. Plus recently, the financial entities have focused their attention to the handling of the operative risk, a type of risk that had been considered by many institutions like not quantifiable, but that, in accordance with the Committee of Basle and keeping in mind some significant events of loss associated to this type of risk, it can also represent substantial dangers for the solidity and security of the international bank system.

It is as well as the operative risk begins to be a non alone topic of great importance for the bank institutions, but also for the oil companies who require of a process of administration of the same one to know, to reduce and to control its possible events of losses that you/they threaten the competitiveness of the company.

Keeping in mind the above-mentioned and Considering the importance that has for all the petroleum companies, the decrease of the loss production, being understood these like the loss of oil production of a field, caused for the inactivity in any process of a well, the thesis project developed one methodology structure and operational of the identification y quantification of risk associated the loss production, with the attention of have the bases necessities for make determinations under uncertainty, that lead to execute projects that down and maintain the loss production in acceptable levels.

This methodology this supported in such models as Nets Bayesianas and Simulation of Montecarlo, and it can be applied to any other oil field. The methodology consists of nine steps in which are defined categories for the possible events of loss and indicators of risk and the relationships are identified among them to build a Net Bayesiana that estimates the distribution of probability for each one of the categories of events of loss. Finally, using simulation of Montecarlo the distribution of the total losses is obtained during the horizon of defined time for the analysis and the provision is calculated that should make the company to cover the possible due events of loss to the operative risk.



## INTRODUCCIÓN

La importancia de comprender y administrar los diferentes tipos de riesgos asociados al total de la producción diferida (identificada y no identificada), reflejados en la variación de la producción diaria del campo de producción de crudo, se ha transformado en un tema substancialmente importante para la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima de ECOPEPETROL S.A. Entre las más importantes razones consideradas en los campos de producción para tratar de entender, cuantificar y controlar el riesgo asociado a la producción diferida se pueden mencionar:

- ✓ En los campos de producción se está adquiriendo un mayor compromiso del gran impacto que puede tener la volatilidad de sus producciones de crudo en el cumplimiento de los volúmenes pactados y su impacto en sus correspondientes flujos de caja.
  
- ✓ En los campos de producción se requiere mejorar el nivel de información y estructurar metodologías bien definidas en el manejo del riesgo asociado a la producción diferida para poder tomar mejores decisiones en proyectos de mitigación del mismo que representen optimización de recursos económicos, técnicos y de personal.
  
- ✓ Ante el alto índice de rotación de personal en los campos, se necesita asegurar parte del conocimiento de los equipos de trabajo, a través de un programa de Gestión de Conocimiento, que para este caso, sería la metodología de identificación, cuantificación y control del riesgo asociado a la producción diferida, en el cual se refleje el concepto de los expertos.
  
- ✓ En los campos se debe lograr la excelencia operacional que garantice la competitividad de ECOPEPETROL S.A., y uno de sus pilares es la disminución de la producción diferida.

Es importante conocer que el proceso de administración de cualquier tipo de riesgo inicia cuando la compañía es conocedora del portal de factores de riesgo al cual está expuesta. Este proceso está conformado por todas las actividades y decisiones que una compañía realiza, tendientes a controlar la exposición a los

factores de riesgo que la afectan y, según Smithson<sup>1</sup> consta de las siguientes etapas:

1. Formulación de objetivos y metas que debe cumplir la administración del riesgo. Se debe especificar qué se quiere alcanzar con la administración del riesgo, teniendo en cuenta el nivel de aversión al riesgo, la función de utilidad de la compañía, ó simplemente las necesidades de los propietarios.
2. Identificación y cuantificación de las exposiciones. Las compañías necesitan conocer qué riesgo están afrontando y cuál es la magnitud de sus efectos. Para ello usualmente utilizan sistemas de medición, los cuales buscan determinar cuál puede ser la estructura de sus resultados financieros en el futuro, y cuáles serían los efectos de éstos en los objetivos y metas formulados.
3. Definición de una filosofía de manejo y cubrimiento de riesgo. En esta etapa la compañía debe establecer cómo se deben afrontar los posibles efectos del riesgo identificados en la etapa anterior, terminando con un plan de acción que incluye un conjunto de reglas de juego tanto para las interacciones dentro de la compañía como para las que se dan fuera de ella.
4. Evaluación y control. En esta etapa se busca evaluar los resultados de la ejecución de las etapas anteriores y establecer controles sobre los procesos relacionados que se encuentren en ejecución. La evaluación de los resultados obtenidos sirve para mejorar futuras implementaciones y evitar posibles fallas.

Sobre la segunda etapa del proceso de administración de riesgo, se han desarrollado diversas metodologías y modelos para identificar, analizar y cuantificar los diferentes tipos de riesgo.

El manejo del riesgo operativo en las compañías petroleras es un tema de estudio reciente a nivel nacional y mundial. Por consiguiente, es de mucha relevancia el desarrollo de una metodología para la identificación y cuantificación de este tipo de riesgo asociado a los eventos que ocasionan la producción diferida, que sea aplicable a cualquier campo de producción de crudo y gas de la Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima y que tenga por objeto minimizar la producción diferida.

---

<sup>1</sup> SMITHSON. C. W. Managing Financial Risk. 3ª ed. McGraw-Hill. 1.998, p. 550-573

## 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Para la Superintendencia de operaciones Huila - Tolima y, en general para ECOPETROL S.A., una de las necesidades más importante es tener procesos de operación más eficientes que permitan disminuir la producción diferida de los campos petroleros.

Una de las situaciones más incómodas para los ingenieros de producción en la actualidad, es no poder tomar acciones eficaces tendientes a disminuir la producción diferida conocida de los campos de producción que tienen bajo su responsabilidad.

Adicionalmente y, contando con la valiosa experiencia de los ingenieros de producción de la SOH, cuando se realizan los balances diarios de producción, aparece una producción diferida o pérdidas que no se pueden identificar y a veces cuantificar.

La no cualificación y medición oportuna de esta producción diferida ha llevado a la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOHT) a reportar producciones mayores o menores a las que realmente se están produciendo, generando inconvenientes administrativos por reportar en sus balances producciones equivocadas.

Cuando se presenta producción diferida cuantificada y no identificada, la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, de inmediato, destina recurso humano, técnico y económico con el ánimo de poder identificarla y tomar en conjunto las acciones necesarias para minimizarla.

Por lo tanto, teniendo en cuenta el interés que despierta este tema para la SOH y, contando con la dirección y experiencia del ingeniero José Miguel Galindo Sánchez, se ha planteado el desarrollo de un trabajo tendiente a aplicar una metodología para la identificación y medición del riesgo operativo, en la toma de decisiones bajo incertidumbre para ejecutar proyectos que minimicen las pérdidas de producción diferida en el Campo Tello de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima de ECOPETROL S.A.

## 2. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

Se ha identificado que en el Campo Tello de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, se presenta un alto nivel diario de producción diferida identificada (varilla partida, baja eficiencia equipo de subsuelo, falla en el equipo de fondo, entre otras) y no identificada (incremento de BS&W instantáneo y/o perpetuo, mala ejecución de procedimientos para la medición de BS&W, potencial pozos, entre otras). La gran preocupación de la Superintendencia, es que cada día se diseñan y toman decisiones bajo incertidumbre tendientes a reducir la producción diferida y hasta el momento no se ha podido definir una estrategia estructurada (ponerle orden a la toma de decisiones) que la pueda disminuir con la ejecución de proyectos reales. La disminución y sostenimiento de bajos niveles de producción diferida, implica un impacto positivo directo en la producción del campo y una optimización de los costos de operación y seguimiento.

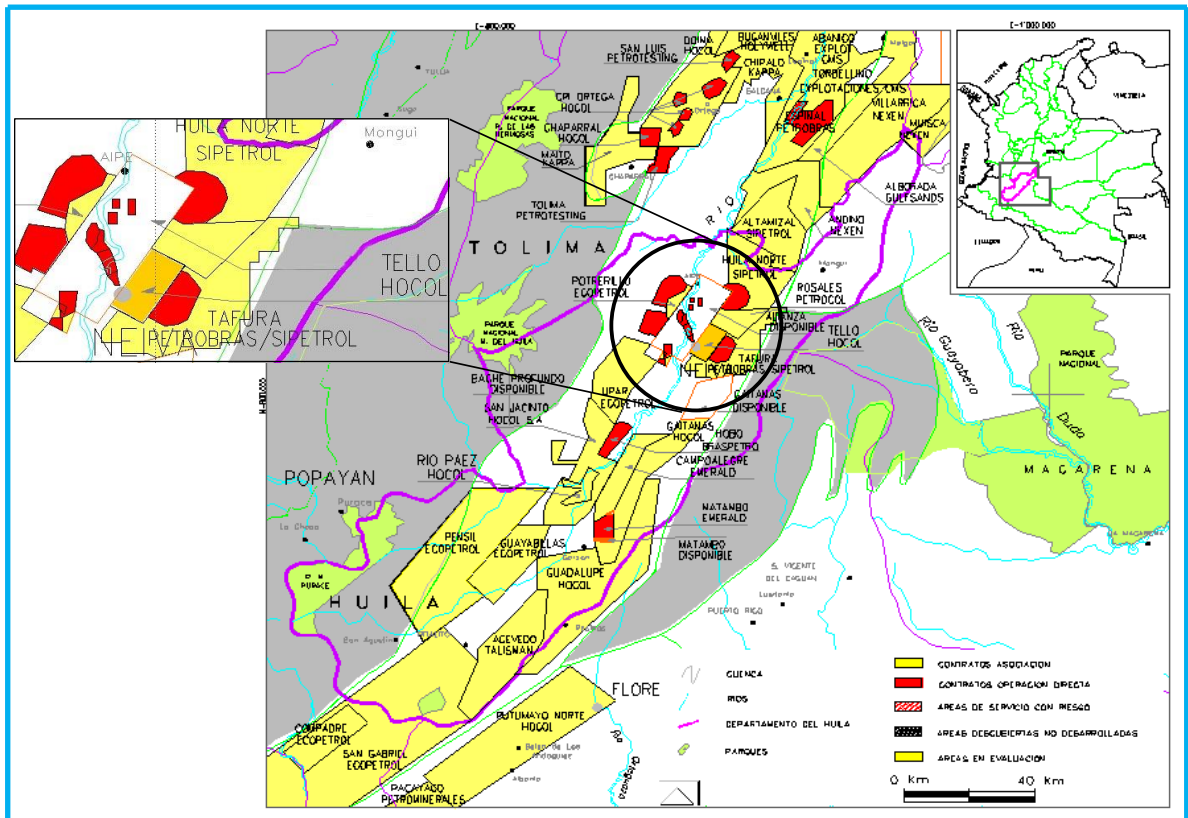
Lo anterior, ha llamado aún más la atención sobre la necesidad de diseñar una metodología para la identificación y medición del riesgo operativo en la toma de decisiones bajo incertidumbre en proyectos para minimizar las pérdidas de producción en el Campo Tello de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima.

### 3. GENERALIDADES DEL CAMPO

#### 3.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Tello está ubicado en el valle bajo del Río Las Ceiba, al noreste de la ciudad de Neiva, capital del Departamento del Huila, a tres kilómetros aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Neiva, en la subcuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 1). Cuenta con una extensión de aproximadamente 113 Km<sup>2</sup> (11.250 Ha), abarcando terrenos del Municipio de Neiva, corregimiento de Fortalecillas, y algunas veredas como: vereda El Venado, sector El Venadito, sector Llanitos, vereda La Jagua, vereda Ceibas Afuera, vereda La Mojarra, vereda La Mata y vereda El Centro.

**Figura 1. Localización geográfica del Campo Tello**



## 3.2 HISTORIA

El Campo Tello comienza sus actividades bajo la antigua Concesión Campo Tello 1161 en Diciembre 31 de 1971, fecha en que el ministerio de Minas y Energía firma el contrato que así lo define, otorgando a Tennessee Colombia S.A. un área total de 24998 Ha, la cual el 19 de Junio de 1978 se reduce el área actual del contrato (11250 Ha). A partir de 1979 el área de concesión es asumida por Hocol S.A. hasta el día 13 de Febrero de 2006 cuando revierte a la agencia nacional de hidrocarburos y pasa a ser operada por ECOPETROL S.A.

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. El desarrollo principal del Campo Tello se terminó con la perforación de los pozos del año de 1985, para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 14.000 barriles de petróleo por día. En el año de 1992 las facilidades de producción fueron destruidas completamente por un ataque guerrillero y la producción fue tratada y almacenada en instalaciones temporales. En el año de 1995 se construyeron las nuevas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo del Campo Tello. En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15.552 barriles por día.

## 3.3 MODELO GEOLÓGICO

### 3.3.1 Marco Regional

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se ha dividido geológicamente en dos subcuencas que están separadas entre sí por el arco de Natagaima: al Norte, la subcuenca de Girardot y al sur la subcuenca de Neiva.

El Campo Tello está ubicado en la porción Norte de la subcuenca de Neiva. La subcuenca de Neiva puede definirse como una cuenca de doble "foreland" o antepaís. Está limitada al este por las Fallas de Garzón - Suaza, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas del Macizo de Garzón con los sedimentos terciarios de la Formación Honda; al Oeste, con la Falla de Chusma, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas de la Cordillera Central, con sedimentos cretácicos y terciarios; al Sur, por la confluencia de las Fallas de Chusma y Garzón - Suaza, y al Norte, por el arco de Natagaima, donde afloran rocas pre-cretáceas.

Tanto a nivel regional, como a nivel local, el levantamiento y la evolución de las cordilleras ha generado una serie de estructuras de tipo compresivo. Las estructuras presentes hoy en día, son el resultado de los diferentes eventos compresivos que se han efectuado en la cuenca durante su desarrollo. El buen funcionamiento de todos los factores del sistema petrolífero del Valle Superior del Magdalena, es la causa de que sea una de las cuencas petrolíferas más prolíferas en producción de hidrocarburos.

El sistema petrolífero está constituido por las arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta, de edad Cretácea Superior, como roca fuente principal para la generación de hidrocarburos. La Formación Monserrate, de edad Cretácea, es considerada el reservorio principal del campo Tello. El sello lo proporcionan los innumerables cuerpos de arcillolitas presentes en la cuenca, las discordancias y las yuxtaposiciones de arcillolitas contra areniscas generadas por el desplazamiento de las fallas. La trampa está definida por anticlinales fallados, elongados en dirección NW - SE. Al norte y al sur, el límite de la trampa está dado por el buzamiento de la estructura.

### **3.3.2 Modelo Estructural**

El Campo Tello, geológicamente, se encuentra en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena el cual consiste de una depresión estructural asimétrica, alargada en dirección NE, localizada entre las cordilleras Central y Oriental.

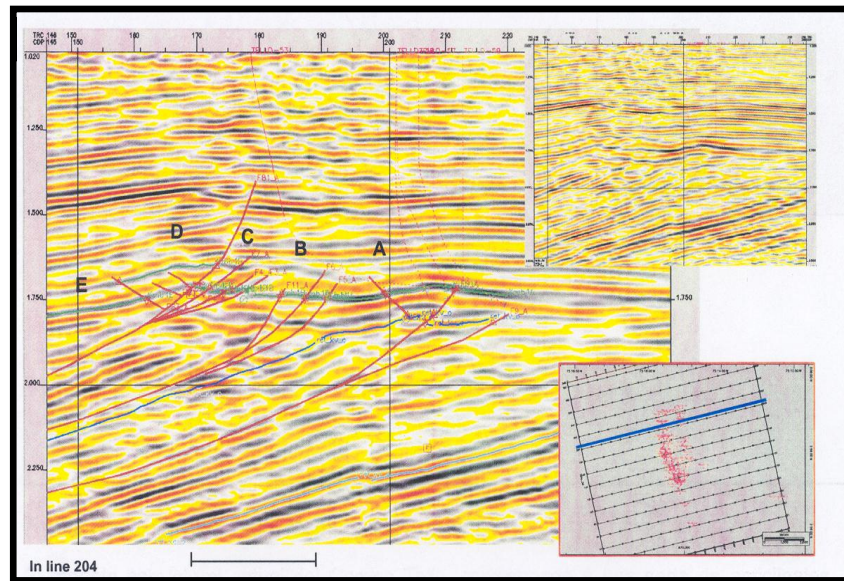
En general, el campo Tello se puede definir como una trampa estructural con componente estratigráfico. Se puede dividir informalmente en tres sectores por sus características y complejidad geológica. El sector oeste es el más estructurado, convergiendo en él fallas inversas, back thrust y fore thrust que afectan la formación productora ocasionando múltiples repeticiones dentro de la Formación Monserrate y zonas con alto buzamiento (mayores de 30° hasta aproximadamente 90°), ejemplo de pozos en este sector son el Tello 10, 17, 17st, 26, 27 y 28. El sector central, corresponde a un área estructuralmente más baja de pliegues suaves y asociados a fallas de tipo back thrust, los pozos representativos de este sector son Tello - 19, 24, 25 y 6. El sector oriental, aunque corresponde a un alto estructural asociado a fallamiento inverso, posee menor complejidad que el área oeste y adicionalmente se caracteriza por la truncación de las arenas productoras de la Formación Monserrate contra la Formación Barzalosa o a la ausencia de la misma formación; en este sector se ubican pozos como el Tello - 11, 14 y 46.

El yacimiento se encuentra compartimentalizado en cinco láminas estructurales separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada



una de ellas. Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de este a oeste A, B, C, D y E (Figura 2). La lámina estructural A, que está ubicada en el extremo oriental del campo, es la más extensa, la menos deformada estructuralmente y la de mayor impacto en la producción de hidrocarburos.

**Figura 2. Láminas estructurales del Campo Tello**



La parte norte del Campo Tello está representada por un alto estructural, al occidente, y por una zona baja al oriente del alto estructural. La parte central de la estructura del campo está formada por dos altos estructurales muy bien definidos. En la parte sur la estructura es nuevamente un alto estructural en el cual han convergido los dos altos estructurales de la parte central.

### 3.4 POZOS

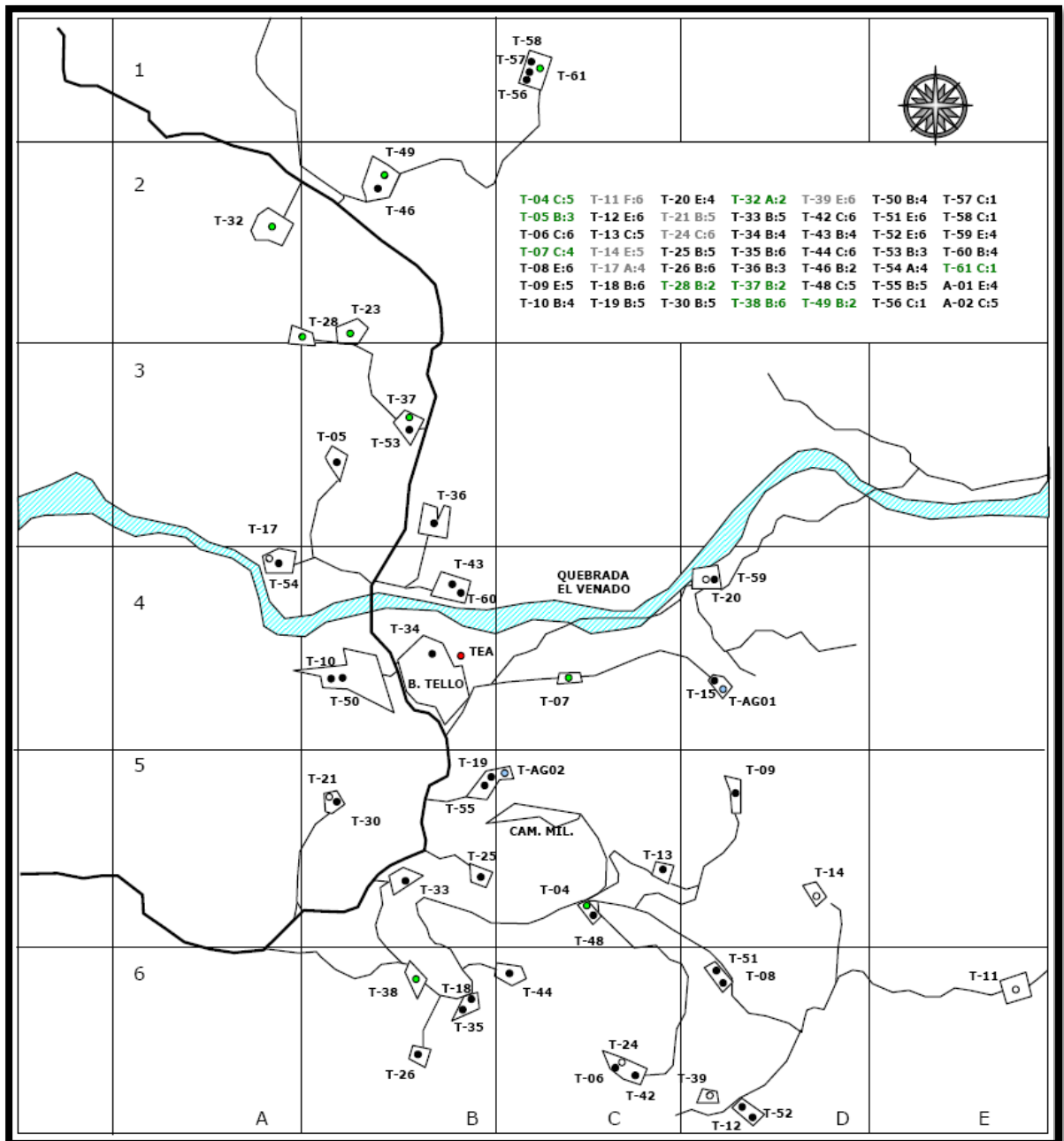
Actualmente (septiembre de 2007) el campo cuenta con 35 pozos productores, 9 pozos inyectores, 2 productores de agua dulce, 9 secos y 11 abandonados. En la siguiente tabla se pueden observar los pozos con su respectiva condición.



**Tabla 1. Condición de los pozos**

CONDICION		POZOS			
P R O D U C T O R E S	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	T-05 T-12 T-34 T-43 T-54ST T-59ST	T-08 T-13 T35A T-46 T-56 T-60	T-09 T-15 T-36 T-50 T-57 T-10	T-19 T-42 T-51 T-58 T-62 T-63
	BOMBEO MECANICO	UNIDAD CONVENCIONAL	T-06 T-26ST	T-18A T-52	T-25 T-55ST T-65
		ROTAFLEX	T-33 T-30D	T-44	T-48ST
	POZOS INYECTORES	T-04 T-32 T-61	T-07 T-37 T-23	T-38 T-28 T-49	
	PRODUCTORES DE AGUA DULCE	AG-01 AG-02			
	POZOS SECOS	T-02 T-21ST T-54	T-03 T-39ST T-59	T-11 T-53 T-SE1	T-17ST T-53ST T-N1
	POZOS ABANDONADOS	T-01 T-18 T-27	T-14 T-20 T-29	T-16 T-22 T-35	T-17 T-24 T-55

Figura 3. Mapa de ubicación de los pozos



### 3.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

A continuación se muestra en la siguiente tabla las principales características del yacimiento y propiedades de los fluidos:

**Tabla 2. Características del yacimiento y propiedades de los fluidos del Campo Tello de Ecopetrol S.A**

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	
Formación	Monserrate
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal fallado alargado en dirección NW-SE
Profundidad	8000 – 9000 ft (TD)
Litología	Areniscas
Porosidad	16 – 22 %
Permeabilidad	80 – 360 md
Contacto O - W	6900 Ft TVDSS en la lámina A,B, y C 6800 Ft TVDSS en la lámina D y E
Gravedad API	20.3 °API
Viscosidad del aceite	10.6 cp.
Presión de burbuja	846 Psi (PVT – Tello 46)
Presión inicial	3484 Psi
Presión actual (2006)	1000 Psi @ 6300 Ft BNM
Factor de recobro actual	20.8 %
Factor de recobro final esperado	25 %
Volumen de petróleo original	442.2 Millones
Reservas (Agosto de 2007)	18.20 Millones
Solubilidad inicial, Rsi	142 SCF/STB
Factor volumétrico del petróleo, Bo	1.077 RB/STB
Reservas (2008)	18.20 MMB
Producción media Crudo (2008)	7800 BOPD
Producción media Gas (2008)	830 MPCD

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 EL CONCEPTO DE RIESGO

Según Castillo (2,006, p.21) el riesgo está presente cuando eventos futuros ocurren con una probabilidad medible. En ese sentido, el riesgo se refiere a determinadas incertidumbres representadas en variables específicas que pueden afectar los resultados de un sistema o de un individuo, y cuyos efectos pueden ser cuantificados a través de una distribución de probabilidad.

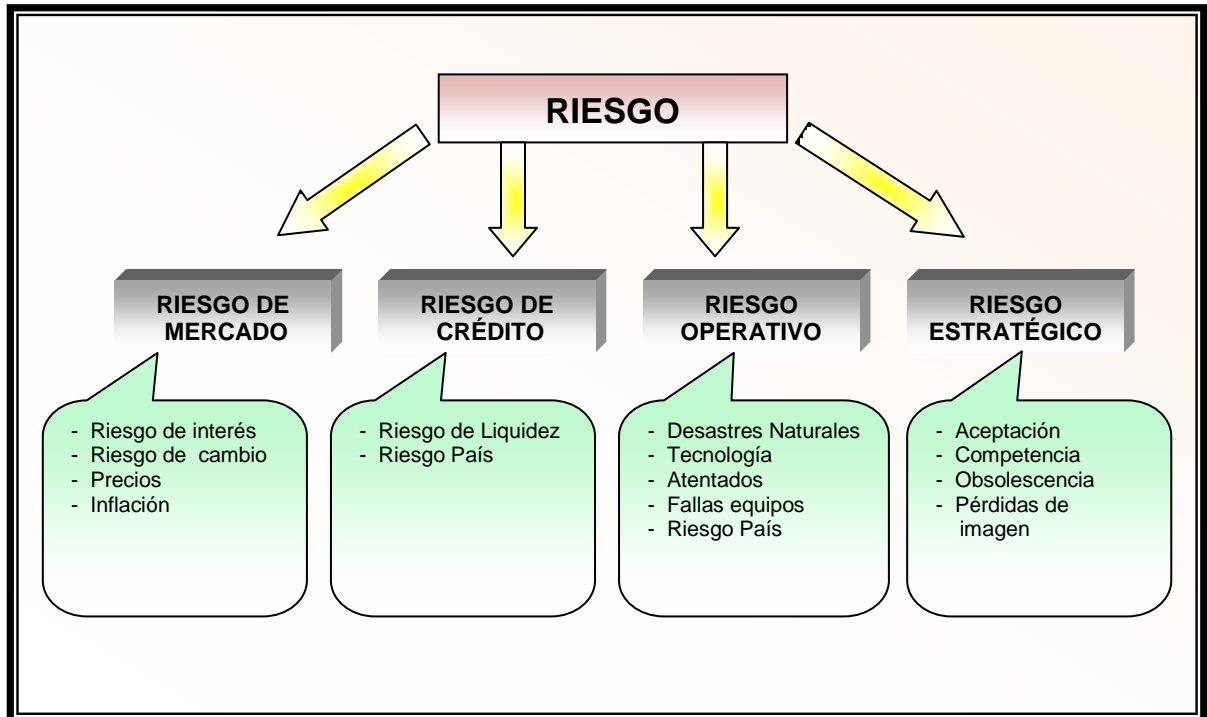
De otra parte Bravo & Sánchez (2.006), dicen que el riesgo en forma general, es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento.

Por otro lado, Según Bodie & Merton (p. 215 – 237), es importante diferenciar entre riesgo e incertidumbre. “La incertidumbre existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro. El riesgo es la incertidumbre que “importa” porque incide en el bienestar de la gente. Así pues, la incertidumbre es una condición necesaria pero no suficiente del riesgo. Toda situación riesgosa es incierta, pero puede haber incertidumbre sin riesgo”. El riesgo es originado por diferentes tipos de factores, tales como fallas de equipos, errores de procedimientos, errores humanos, ciclos de mercado, etc.

#### 4.1.1 Clasificación del Riesgo

El riesgo de acuerdo con el tipo de factores o variables que lo generan esta dividido en cuatro grandes categorías, las cuales incluyen cualquier clase de evento o variable que tenga asociado cierto grado de incertidumbre que puede afectar los resultados financieros de la empresa. Tales categorías son:

Figura 4. Tipos de Riesgos



Fuente: Mendoza (2.004), modificada por los autores

✓ **Riesgo de Mercado.** Según Mendoza (2.004, p.16), el riesgo de mercado está relacionado a la volatilidad en los resultados financieros de una empresa causada por variables del mercado dentro del cual participa, tales como las tasas de cambio, las tasas de interés, la inflación, los precios, entre otras. Una vez cuantificado, el riesgo de mercado representa una medida de la capacidad de las empresas para adaptarse a los cambios de dichas variables del mercado.

✓ **Riesgo de Crédito.** Según Jorion (2.000) este tipo de riesgo está asociado a la incapacidad o no intencionalidad de una contraparte para cumplir con las obligaciones de una emisión o con los términos contractuales de la misma (monto, intereses o plazos), ocasionando una pérdida para la parte que posee los activos. También se puede definir como la pérdida potencial en el valor de mercado en que se puede incurrir dada la ocurrencia de un evento de crédito, en donde un evento de crédito ocurre cuando hay un cambio en la capacidad de la contraparte para cumplir sus obligaciones. El Riesgo de Crédito incluye algunas subcategorías tales como riesgo de liquidez y riesgo país.

✓ Riesgo Operativo. Según el Comité de Basilea<sup>2</sup> (2.003), se define el Riesgo Operativo como: “el riesgo de pérdida causado por falla o insuficiencia de procesos, personas y sistemas internos, o por eventos externos”. Esta definición será explorada más detalladamente en la próxima sección de este capítulo.

✓ Riesgo Estratégico o de supervivencia del Esquema de Negocio. Según Bravo & Sánchez (2.006) y la dirección General de Planeación y Riesgos de ECOPEPETROL S.A. (2.005), está asociado a la formulación estratégica, en la que se analiza el medio para detectar problemas potenciales por cuenta de los competidores; y oportunidades, debido a cambios en la demanda por variaciones en las necesidades de los clientes.

#### **4.1.2 Proceso de administración del riesgo**

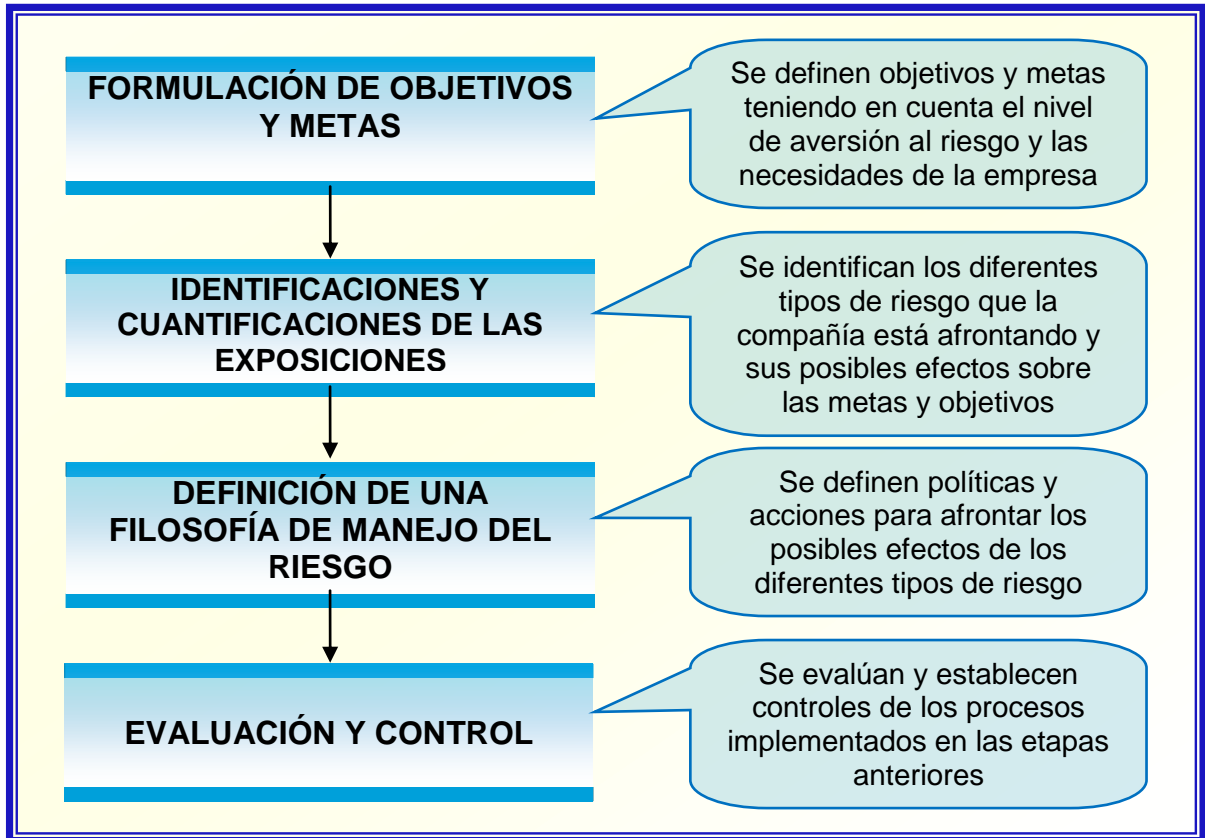
Según el Comité de Basilea (2.003), el proceso de Administración de riesgo es un proceso interactivo e iterativo basado en el conocimiento, evaluación y manejo de los riesgos y sus impactos, con el cual se busca mejorar la toma de decisiones organizacionales, aplicable a cualquier situación donde un resultado no deseado o inesperado pueda ser significativo o donde se identifiquen oportunidades.

Actualmente para cualquier tipo de organización el conocimiento y el manejo de los riesgos a los cuales se encuentra expuesta es muy importante, por lo cual muchos autores han propuesto diferentes metodologías orientadas a facilitar este proceso de administración del riesgo. Smithson (p. 550 – 573), propone una metodología de administración del riesgo, la cual se resume en la Figura 5.

---

<sup>2</sup> COMITÉ DE REGULACIÓN BANCARIA Y PRÁCTICAS SUPERVISORAS. Establecido por los bancos centrales del grupo de los Diez (G-10) a finales de 1974 como resultado de la turbulencia monetaria y bancaria internacional.

Figura 5. Metodología de Administración del Riesgo



Fuente: Smithson (1.998, p. 550 – 573)

Una de las etapas del proceso de administración del riesgo más estudiadas por los expertos en el tema es la identificación y cuantificación de las exposiciones. Se trata de establecer la relación entre las variables a las que está asociada la incertidumbre y las variables de desempeño de la compañía, tales como el flujo de caja o las utilidades, para luego obtener una distribución probabilística de estas variables de desempeño al final de un período determinado.

## 4.2 CONCEPTOS GENERALES SOBRE EL RIESGO OPERATIVO

### 4.2.1 El concepto de riesgo operativo.

Muchas de las empresas casi siempre reconocen que factores como robos, atentados, paros, accidentes, variación en las regulaciones, desastres naturales o fallas en los sistemas representan fuentes de incertidumbre importantes; no

obstante, no existe una concepción de éstos como un conjunto de factores que pueda agruparse bajo una misma categoría denominada Riesgo Operativo. Por esta razón, el concepto de riesgo operativo ha sido tradicionalmente confuso, lo que ha llevado a la mayoría de las empresas a considerar este tipo de riesgo como no cuantificable.

Por lo tanto, y considerando las grandes pérdidas de producción de crudo que se han presentado en algunos campos debido a los eventos de producción diferida identificada y no identificada y realizando un paralelo con lo aplicado en el sector financiero, en donde el Comité de Basilea ha centrado sus esfuerzos al establecimiento de algunas políticas, recomendaciones y prácticas adecuadas para la gestión y la supervisión del riesgo operativo en las instituciones financieras, es de esperarse que este modelo pueda ser usado y homologado en los campos petroleros con el objetivo de minimizar la producción diferida.

Lo primero ha sido definir el Riesgo Operativo como “el riesgo de pérdida causada por falla o insuficiencia de procesos, personas y sistemas internos, o por eventos externos”.

Adicionalmente, el grupo de expertos de la Coordinación Producción Huila ha propuesto un conjunto de 10 categorías principales para clasificar los posibles eventos que representan pérdidas asociadas al riesgo operativo en el área de subsuelo. Esta clasificación se muestra en la Tabla 3. En consecuencia, esta clasificación de los eventos directos de pérdida, junto con algunos indicadores de desempeño que serán analizados posteriormente, representan los principales insumos a la hora de identificar y cuantificar las pérdidas asociadas al Riesgo Operativo relacionados con el equipo de fondo de pozo.



**Tabla 3. Clasificación de los eventos de pérdidas Asociados al Riesgo Operativo en el área de subsuelo propuestos por la Coordinación Producción Huila.**

CATEGORÍA	DESCRIPCION	EJEMPLOS DE ACTIVIDADES
1. Reposición de Tubería	Frecuencia con que se realizan cambios de tubería en el campo y/o pozo	Fluidos corrosivos en el pozo Producción de Arena Rediseños Geometría del pozo Edad de tubería Calidad del material de la tubería Procedimientos
2. Reacondicionamiento	Nivel de dificultad para realizar reacondicionamiento de los pozos del campo	Producción de Arena Problemas Mecánicos Producción de Agua Producción de Gas Planeación del trabajo Supervisión de ejecución del trabajo Servicio a pozos por falla del sistema de subsuelo
3. Espera de mantenimiento Equipo de Subsuelo	Tiempo de espera desde la falla del pozo hasta cuando entra el equipo de mantenimiento de subsuelo	Disponibilidad de equipo Operaciones en Dina – Tello Operaciones en Coordinación Tolima
4. Espera Reacondicionamiento	Tiempo de espera desde la falla del pozo hasta cuando entra el equipo de workover	Disponibilidad de equipo Operaciones en Dina – Tello Operaciones Coordinación Tolima
5. Falla Bomba	Nivel de frecuencia de falla de bomba	Mecánica Supervisión Técnica Diseño Fracción de fluidos Energía y/o Gas Viscosidad de los fluidos
6. Mantenimiento Equipo de Subsuelo	Tiempo de demora en el trabajo de mantenimiento de subsuelo	Profundidad Producción de Agua Producción de Gas Planeación del trabajo Supervisión de ejecución del trabajo Tipo de trabajo
7. Sistema de Levantamiento	Tiempo de demora en el cambio del sistema	Falta de equipos

CATEGORÍA	DESCRIPCION	EJEMPLOS DE ACTIVIDADES
8. Eficiencia Equipo de Subsuelo	Nivel de Pérdidas por eficiencia de equipo	Pérdida de eficiencia de un componente del equipo
9. Producción del pozo	Comportamiento de la producción	Disminución de aportes del pozo
10. Varilla Partida	Frecuencia de cambios de varilla o sarta de varillas	Fluidos corrosivos en el Pozo Producción de Arena Producción de Gas Calidad Procedimientos Ciclos Rediseños tipo “remiendo” Profundidad Nivel de fluido Rozamiento Carga de tensión o compresión

#### 4.2.2 Prácticas adecuadas para la gestión del riesgo operativo

En la actualidad, varias empresas han venido desarrollando metodologías estructuradas para la administración del riesgo operativo. Como por ejemplo y con el objetivo de ayudar a las instituciones financieras en esta tarea, y que pueden ser homologadas con la experiencia del personal de los campos de producción, el Comité de Basilea (2.003)<sup>3</sup>, ha propuesto las siguientes prácticas y recomendaciones generales para la identificación, medición, monitoreo y control del Riesgo Operativo que podrán ser mantenidas con la adición de algunas prácticas del Sistema de Gestión Integral propio del campo de producción de crudo.

1. Para desarrollar un ambiente apropiado para la gestión del riesgo operativo asociado a la producción diferida en el campo petrolero se deben seguir las siguientes recomendaciones:

- Los directivos deben ser conscientes de que los principales factores que generan el Riesgo Operativo asociado a la producción diferida conforman una categoría de riesgo distinta y controlable, y, por lo tanto, deben implementar y

<sup>3</sup> Ver [7] en las referencias bibliográficas de este capítulo.

revisar periódicamente la metodología para identificar, cuantificar, monitorear y mitigar el riesgo operativo al que está expuesta la institución.

- Los directivos deben definir una estrategia de riesgo operativo asociado a la producción diferida al nivel del campo petrolero y establecer una estructura de gestión capaz de implementar dicha estrategia. La estrategia debe definir de manera explícita el nivel de tolerancia al riesgo del campo y la manera en la que el campo mantendrá los riesgos en ese nivel, incluyendo áreas específicas de responsabilidad. Los directivos deben, además, revisar la estrategia periódicamente para garantizar que el campo esté gestionando los riesgos operativos que surgen a raíz de cambios en los procesos y de otros factores ambientales, así como aquellos riesgos operativos asociados con nuevos productos, actividades o sistemas y equipos. Este proceso de revisión también debe tener como objetivo incorporar las innovaciones o mejores prácticas de la industria en cuanto a la gestión de los Riesgos de Operación en los sistemas y procesos del campo.
- La gerencia en compañía de la superintendencia de Operaciones Huila - Tolima debe traducir la estrategia de gestión de los Riesgos de Operación establecida por los directivos en políticas, procesos y procedimientos que puedan implementarse y verificarse. Si bien cada nivel de dirección es responsable de la propiedad y eficacia de las políticas, procesos, procedimientos y controles dentro de su ámbito, la gerencia en cabeza de la Superintendencia debe asignar claramente la autoridad, responsabilidad y relaciones de informes para estimular esta responsabilidad. Esta responsabilidad incluye garantizar que los recursos necesarios se encuentren disponibles para gestionar con eficacia el riesgo operativo.
- La Superintendencia debe garantizar que las actividades sean llevadas a cabo por personal calificado con la experiencia y capacidad técnica necesaria, y que el personal responsable de monitorear y hacer cumplir la estrategia de riesgo de la Gerencia tenga autoridad independiente del Departamento de Operaciones.
- La metodología para el manejo del Riesgo Operativo asociado a la producción diferida debe ser sometida a una rigurosa revisión por parte de personal externo de la empresa debidamente calificado en el tema.
- Se debe dar una alta importancia a la coordinación de las comunicaciones internas. Es fundamental que los profesionales del riesgo operativo se

comuniquen de manera eficaz con sus contrapartes en otras áreas, como aquellas que abordan el riesgo de crédito, el riesgo de mercado, el riesgo de asignación de recursos o riesgo de entorno así como también con las áreas responsables de la contratación de servicios externos, la adquisición de seguros y los acuerdos de *Outsourcing*.

- La Superintendencia debe divulgar a los demás campos petroleros su posición y aproximación para el manejo del riesgo operativo asociado a la producción diferida.

2. Para implementar el proceso de gestión del Riesgo Operativo asociado a la producción diferida, el cual consiste en la identificación, medición, monitoreo y control de los factores que lo generan, el campo petrolero debe seguir las siguientes recomendaciones:

- El campo petrolero debe identificar el riesgo operativo inherente a todos los tipos de productos, actividades, procesos y sistemas (con la ayuda de la Tabla 3) que ocasiona producción diferida. Además debe garantizar que antes de introducir o emprender nuevos productos, actividades, procesos y sistemas, el riesgo operativo inherente a los mismos esté sujeto a procedimientos de evaluación adecuados como lo estipula el sistema de gestión integral.

- La identificación del riesgo es fundamental para el posterior desarrollo de la medición, el monitoreo y el control viables del riesgo operativo. Una identificación eficaz del riesgo considera tanto factores internos como factores externos que podrían afectar adversamente el logro de los objetivos del campo. Existen diversos procesos empleados en las compañías petroleras para identificar el riesgo operativo asociado a la producción diferida:

- **Autoevaluación o Evaluación del Riesgo:** La empresa evalúa sus operaciones y actividades con relación a un menú de eventos de Riesgos de Operación. Este proceso es manejado internamente y con frecuencia incorpora listas de control y/o talleres de autoevaluación con el fin de identificar las fortalezas y debilidades del ambiente de los Riesgos de Operación.

- **Mapa de Riesgos:** en este proceso, diversas áreas organizacionales o flujos de procesos son evaluados por tipos de riesgo. Este ejercicio puede revelar áreas de debilidad y ayudar a dar prioridad a la acción posterior de la dirección.

- **Principales Indicadores de Riesgo:** los indicadores de riesgo son datos estadísticos de las causas de la producción diferida por pozo, que pueden permitir conocer la posición de riesgo del campo petrolero. Estos indicadores deben ser revisados periódicamente (con frecuencia mensual) para alertar sobre cambios que pudieran indicar riesgo. Tales indicadores pueden incluir por ejemplo el número de operaciones fallidas, los índices de rotación del personal, y la frecuencia y/o severidad de los errores y las omisiones, entre otros. Estos indicadores están relacionados con umbrales, que en caso de ser excedidos, alertan a la institución sobre problemas potenciales.
  
- **Cuadros de Control (TBG, informes):** El Tablero Balanceado de Gestión, Informes de Gestión del Operador e informes del cumplimiento de los objetivos y metas del Sistema de Gestión del Operador, brindan un medio para traducir las evaluaciones cualitativas en datos cuantitativos que pueden emplearse para asignar capital económico a las áreas con relación a la gestión y el control de diversos aspectos de los Riesgos de Operación tendientes a disminuir la producción diferida.
  
- El campo petrolero debe implementar un sistema para monitorear continuamente las exposiciones al riesgo operativo y los eventos de pérdida y reportarlos a los directivos para facilitar la toma de las decisiones pertinentes.
  
- Un proceso eficaz de monitoreo es esencial para gestionar adecuadamente el Riesgo Operativo. Las actividades de monitoreo en curso pueden ofrecer la ventaja de detectar y corregir rápidamente deficiencias en las políticas, procesos y procedimientos para gestionar el riesgo operativo. Detectar y corregir tempranamente estas deficiencias pueden reducir sustancialmente la potencial severidad de un evento de pérdida.
  
- Adicionalmente a los eventos de pérdidas directos, el proceso de monitoreo debe identificar los cambios en los niveles de los principales indicadores que pueden alertar sobre la posibilidad de futuras pérdidas.
  
- El campo debe tener políticas, procesos y procedimientos para controlar o reducir el riesgo operativo. Estos debe evaluar periódicamente los costos y beneficios de estrategias alternativas de control y mitigación del riesgo, y ajustar su exposición al riesgo operativo teniendo en cuenta su perfil integral de riesgo.

- Las actividades de control son diseñadas e implementadas para abordar los riesgos que se han identificado para el campo. Para aquellos riesgos que se pueden controlar, estas actividades deben decidir la medida en la que desea emplear procedimientos de control y otras técnicas apropiadas o aceptar el riesgo. Para aquellos riesgos que no pueden ser controlados, debe decidir si acepta estos riesgos, o retira o reduce el nivel de actividad comercial implicado.

- Para que sean efectivas, las actividades de control deben ser parte integral de las actividades periódicas de la organización, y deben abarcar todos los niveles del personal, incluyendo al personal directivo como el personal operacional.

Los controles que son parte integral de las actividades regulares permiten respuestas rápidas ante condiciones cambiantes y evitan costos innecesarios.

- Un sistema eficaz de control interno también exige una apropiada separación de funciones y que al personal no se le asigne responsabilidades que puedan crear un conflicto de interés. Asignar dichas funciones conflictivas puede permitirles ocultar pérdidas, errores o acciones inapropiadas. Por lo tanto, las áreas de potenciales conflictos de interés deben ser identificadas, minimizadas y estar sujetas a cuidadosa supervisión y revisión independiente.

- Las inversiones en tecnologías y mejores prácticas operativas, cumplen un papel importante en la reducción del riesgo operativo. Sin embargo, las organizaciones deben ser conscientes de que una mayor automatización o implementación de gestión de activos puede transformar pérdidas de alta frecuencia y baja severidad en pérdidas de baja frecuencia y alta severidad. Este tipo de pérdidas exige que el campo establezca planes de contingencia para garantizar la operación.

- El campo también debe establecer políticas adecuadas para la gestión de los riesgos asociados con las actividades de *outsourcing*. Evidentemente, este tipo de actividades puede mejorar el desempeño del campo y reducir el perfil de riesgo de la empresa al transferir actividades a terceros con mayor competencia y alcance para gestionar los riesgos asociados con actividades de negocio especializadas. Sin embargo, estas deben basarse en estrictos acuerdos legales que garanticen una clara asignación de costos entre los proveedores de servicios externos y el que los contrata.

Uno de los factores más importantes para el éxito en la implementación del proceso de administración del riesgo operativo, principalmente para la etapa de identificación y medición es la recolección de datos. A continuación se presentan las principales consideraciones que deben tenerse en cuenta en este aspecto.

### **4.3 RECOLECCIÓN DE DATOS PARA LA MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DIFERIDA**

El proceso de recolección de datos no es sólo un insumo fundamental para el proceso de administración del riesgo Operativo asociado a la producción diferida, sino que también motiva y promueve el diálogo permanente entre el personal de la institución para determinar las principales exposiciones y causas del mismo.

#### **4.3.1 Fuentes de información.**

La información necesaria para las etapas de identificación y medición del Riesgo Operativo proviene de cuatro fuentes principales, las cuales se ilustran en la Figura 6.

La primera fuente de información está representada por los datos sobre las pérdidas debidas a eventos internos. De acuerdo con el Comité de Basilea (2.002) estos datos están conformados tanto por eventos de alta frecuencia y bajo impacto como por eventos de baja frecuencia y alto impacto. El objetivo es que todos los campos petroleros cuenten con sistemas de información confiables para hacer un seguimiento de ambos tipos de eventos de pérdida. En el caso de los eventos de alta frecuencia y bajo impacto, estos están representados por las pérdidas promedio, o esperadas, que generalmente pueden ser presupuestadas con un alto grado de confianza y fluyen de manera rutinaria a través del balance diario de producción de fluidos. Mientras tanto, los eventos de baja frecuencia y alto impacto están representados en las pérdidas inesperadas, las cuales ocurren con muy poca frecuencia y algunas veces son suficientemente grandes como para causar una reducción en la producción de crudo. Estadísticamente las pérdidas esperadas pueden considerarse como la media de la distribución de pérdidas, mientras que las pérdidas inesperadas, como eventos de cola.

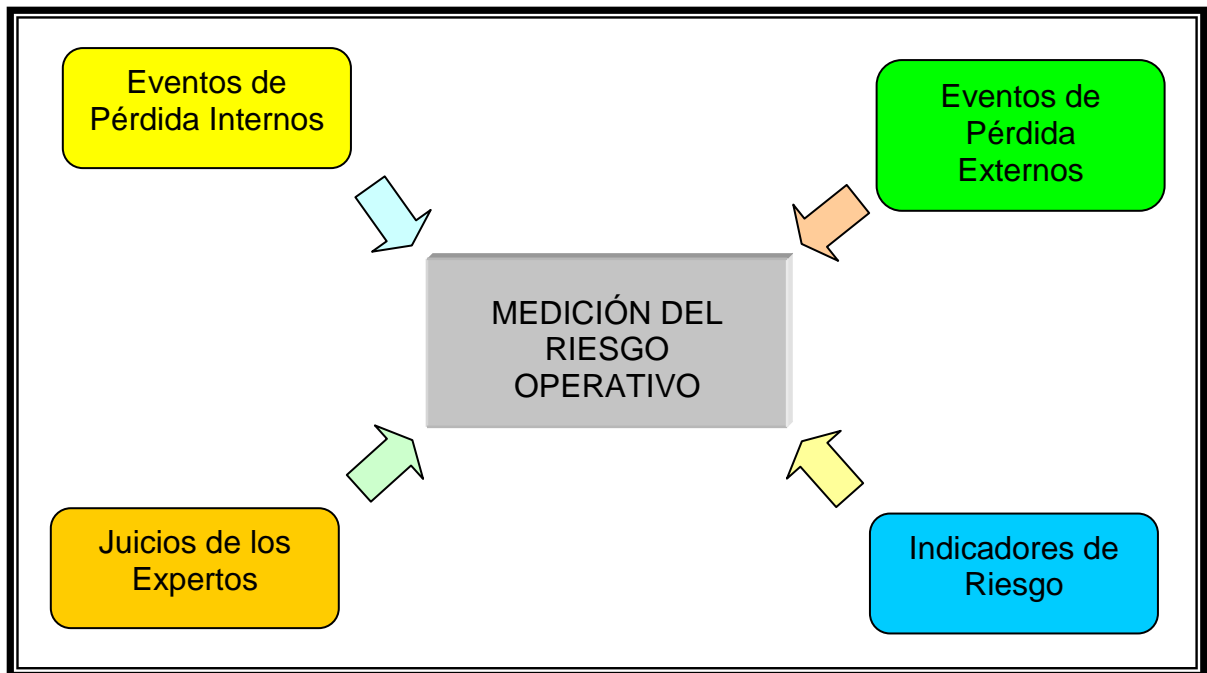
Para el caso de los eventos de pérdidas de baja frecuencia y alta severidad, es posible que el campo no tenga una cantidad de datos de eventos internos suficientemente sólida como para llegar a un cálculo significativo de la “cola” de la distribución de pérdidas. En este caso aparece una segunda fuente de información representada en los eventos de pérdidas externos o de otros campos de la industria del área de explotación o de otras áreas con similitud de operaciones.



Para hacer uso de esta información las empresas deben implementar políticas que describan las circunstancias en las que se van a recopilar dichos datos externos, su importancia para la empresa y la forma en que van a usarse dentro de la misma. Los datos externos de pérdidas pueden aportar no sólo información sobre los montos reales de pérdida, sino también información sobre las causas y circunstancias de los propios eventos.

Al igual para los eventos de pérdidas de alta frecuencia y baja severidad, es posible que el campo no tenga una información confiable por los cambios continuos de la descripción de dichas pérdidas y muchas veces por ciertas restricciones de las bases de datos. Lo anterior puede ser mitigado en parte, a partir de la implementación de un Sistema de Gestión Integral, del rediseño de la forma como se consigna la información de producción diferida en el programa FieldView y el soporte de un área que responda directamente por su adecuado manejo.

**Figura 6. Fuentes de Información para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo Asociado a la Producción Diferida.**



Fuente: Comité de Basilea (2.002)

Los esfuerzos de la industria para empezar a reunir los datos de pérdida sobre la base de definiciones más sólidas por áreas y tipos de eventos deben permitir a las empresas llegar a mejores medidas de su exposición potencial a eventos de



riesgo operativo de menor frecuencia y mayor severidad. El Comité de Basilea (2.002), reconoce que el uso de datos externos para propósitos de gestión de los Riesgos de Operación es un área relativamente reciente y promueve el desarrollo rápido y continuo de metodologías para incorporar los datos externos en la medición de los Riesgos de Operación de las empresas.

Sin embargo, en algunas ocasiones no se cuenta con, prácticamente, ninguna información histórica sobre eventos de pérdidas ni al interior de la empresa ni en las demás empresas de la industria. En estos casos es necesario recurrir a las otras dos fuentes de información, el juicio de los expertos y los indicadores de riesgo. Las personas con mayor información sobre la operación de cada una de las áreas del negocio, sus condiciones y características, pueden emitir juicios sobre la posibilidad de que se presenten diferentes eventos de pérdida, así como de sus posibles causas, con base en los niveles de algunos indicadores de riesgo que pueden alertar sobre la presencia de dichos eventos de pérdidas.

De esta manera, la disponibilidad de la información determina en gran parte el tipo de metodología que se debe usar para la medición del Riesgo Operativo. Como por ejemplo, actualmente, muchas instituciones financieras importantes están intentando complementar las metodologías estadísticas o cuantitativas con metodologías de evaluaciones cualitativas de la exposición al riesgo operativo, ya que estas últimas, a pesar de que se basan ampliamente en el juicio (frente al análisis estadístico de distribuciones de pérdidas reales o asumidas), normalmente se traducen en datos cuantitativos que pueden incorporarse en el proceso de medición de riesgos. Con el tiempo, según el comité de Basilea (2.003), es probable que la relación entre medidas basadas estadísticamente y factores cualitativos se estreche a medida que las instituciones estudien las relaciones entre la verdadera experiencia histórica de pérdidas y los indicadores de riesgo basados en el juicio.

#### **4.3.2 Proceso de recolección de la información.**

El proceso de recolección de información debe hacerse por medio de encuestas que extraigan información sobre el número de pozos, procesos o productos expuestos a pérdidas, los eventos históricos de pérdidas por pozo (tanto la fecha como el monto de la pérdida), las posibles causas de estos eventos y los indicadores de riesgo que pueden alertar sobre la posible presencia de estas pérdidas.

Para facilitar este proceso, se propone realizar la identificación y la medición de los componentes del Riesgo Operativo asociado a la producción diferida para cada

uno de los pozos del campo seleccionado y luego unirlos por sistemas de extracción de fluidos.

De esta manera para la recolección de los datos sobre eventos históricos de pérdidas, se propone categorizar cada uno de estos eventos dentro de las categorías establecidas en la Tabla 3. Es claro que un evento de pérdida puede estar en más de una de las categorías de la Tabla 3.

Esta información de eventos históricos debe ser complementada con información sobre indicadores de exposición relacionados con cada uno de los eventos para cada una de los procesos del campo. Estos indicadores son necesarios para relacionar la información histórica de eventos de pérdida con los niveles de actividad del campo, y poder establecer los niveles de riesgo a los que se encuentra expuesto el campo hacia el futuro.

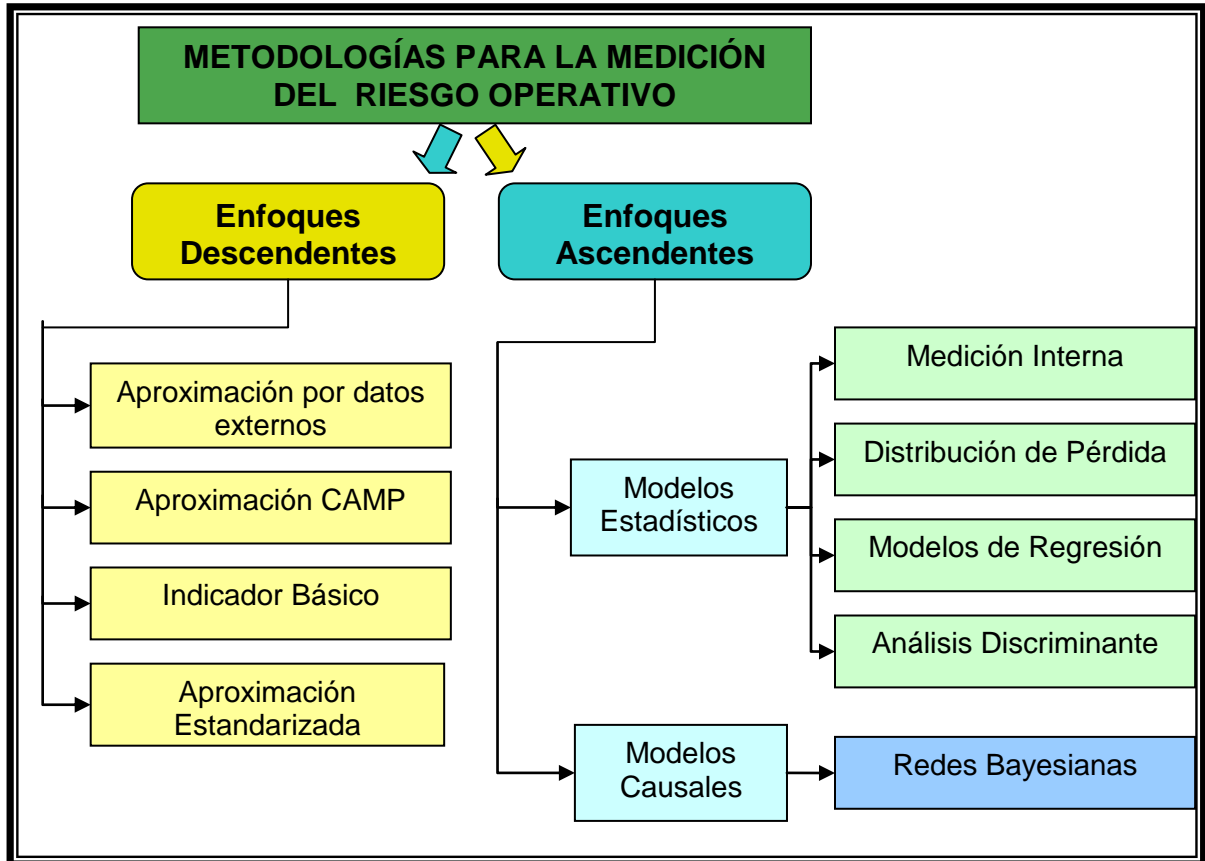
#### **4.4 METODOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO**

En los últimos años las metodologías de medición del Riesgo Operativo han mostrado una acelerada innovación tanto en su nivel de complejidad como en su nivel de precisión.

Actualmente, y en especial la mayoría de las instituciones financieras importantes están empezando a utilizar metodologías estructuradas y avanzadas para la identificación y cuantificación del Riesgo Operativo como complemento a los cuestionarios, cuadros de control internos y matrices utilizados tradicionalmente.

De acuerdo con el comité de Basilea (2.001) e Hiwatashi (2.002), las metodologías para la medición del Riesgo Operativo se pueden dividir en dos grandes categorías: los enfoques descendentes y los enfoques ascendentes.

Figura 7. Metodologías para la medición del riesgo operativo que puede asociarse a la producción diferida.



Fuente: Comité de Basilea (2.001) e Hiwatashi (2.002)

#### 4.4.1 Metodologías descendentes

Las metodologías descendentes tienden a centrarse en medidas más amplias de riesgo operativo con el objetivo de estimar el monto total de capital o producción que se debe aprovisionar para alcanzar una calificación crediticia meta o un volumen de crudo estimado. Según el comité de Basilea (2.001) y Hiwatashi (2.002) estas se definen a continuación como:

- Aproximación por datos externos. De acuerdo con esta aproximación, las instituciones o campos petroleros simplemente toman los datos sobre eventos de pérdidas en la industria disponibles públicamente y extrapolan estos datos de acuerdo con el tamaño de la institución o las operaciones del campo. Algunas de las instituciones que han utilizado esta aproximación han tenido dificultades al extrapolar estos datos de la industria a sus contextos particulares, ya que,

generalmente, sólo es posible extrapolar teniendo en cuenta los activos totales, y no todos los eventos de pérdida dependen directamente de este indicador.

- Aproximación CAPM. Este enfoque consiste en cuantificar el riesgo total de la institución por medio del modelo CAPM, y de la misma manera cuantificar el Riesgo de Mercado y el Riesgo de Crédito utilizando metodologías como *Value at Risk*, para calcular el Riesgo Operativo de la siguiente manera:

$$\text{Riesgo Operativo} = \text{Riesgo CAPM} - \text{Riesgo de Crédito} - \text{Riesgo de Mercado}$$

La interpretación del Riesgo Operativo mediante este enfoque no coincide totalmente con el concepto de Riesgo Operativo definido por el Comité de Basilea y por los expertos del campo ya que se entiende el Riesgo Operativo como todos los riesgos diferentes al Riesgo de Mercado y al Riesgo de Crédito, y por lo tanto se está incluyendo el Riesgo Estratégico o del negocio dentro del Riesgo Operativo.

- Indicador básico. De acuerdo con esta aproximación la provisión de capital debida al Riesgo Operativo es calculada como un porcentaje ( $\alpha$ ) de los Ingresos Brutos de la institución. Por ejemplo, de acuerdo con los datos de varios bancos recogidos por el Comité de Basilea (2.001), el valor del riesgo operativo ( $\alpha$ ) debe oscilar entre 17% y 20%.

- Aproximación estandarizada. Este enfoque estima la provisión de capital debida al Riesgo Operativo para cada una de las líneas o áreas de negocio. Para cada una de éstas, la provisión se calcula como un porcentaje ( $\beta_i$ ) de los Ingresos Brutos de la línea  $i$ . Las provisiones de capital para cada línea se suman para obtener la provisión total que debe hacer la institución.

Las instituciones financieras que han aplicado estas metodologías descendentes han señalado una serie de dificultades asociadas con la amplitud de las medidas utilizadas en estas metodologías para el cálculo de la provisión de capital requerido. En primer lugar se resalta la dificultad para realizar análisis de sensibilidad de estas medidas amplias y, por otro lado, se ha mencionado la dificultad para hacer que estos indicadores tan generales sean importantes para los gerentes y empleados de las diferentes líneas comerciales.

De esta manera, la industria parece estarse desplazando de metodologías descendentes a metodologías ascendentes que tienen en cuenta los diferentes

tipos de eventos que pueden representar pérdidas debidas al riesgo operativo, así como las causas de estos eventos y los indicadores que pueden alertar sobre su posible ocurrencia en las diferentes líneas de negocio.

#### 4.4.2 Metodologías ascendentes.

Las metodologías ascendentes o avanzadas empiezan en el nivel de las líneas de negocio u operación y llegan a una medición del Riesgo Operativo en el banco o campo petrolero y la provisión de capital necesaria asociada. Las metodologías ascendentes están asociadas, principalmente, a dos tipos de modelos: Modelos Estadísticos y Modelos Causales. A continuación se presentan las características más importantes de cada uno de estos.

**Modelos estadísticos.** Los modelos estadísticos se basan en información histórica sobre la frecuencia y el monto de los eventos de pérdida, para estimar una medida del nivel de riesgo al que está expuesta la institución o el campo petrolero. Entre los principales modelos estadísticos utilizados para la medición del Riesgo Operativo tenemos:

- Aproximación de Medición Interna (IMA). Según el comité de Basilea (2.001) y Alexander (2.002), mediante esta metodología la institución o el campo petrolero calcula la provisión de capital debida al Riesgo Operativo con base en las pérdidas esperadas. De esta manera se establece una relación fija entre las pérdidas esperadas (la media de la distribución de pérdidas) y las pérdidas no esperadas (cola de la distribución de pérdidas). Esta relación puede o no ser lineal.

Se estima una distribución de pérdidas para cada línea o área de negocio u operación de cada campo petrolero  $i$  y para cada tipo de evento  $j$ . Para el caso de una relación lineal, se tiene que:

$$K_{ij} = \gamma_{ij} * EL_{ij} = \gamma_{ij} * N_{ij} * PE_{ij} * LGE_{ij}$$

Donde:

$K_{ij}$ : Provisión de capital de la línea o proceso del campo petrolero  $i$  con respecto al evento  $j$ .

$PE_{ij}$ : Probabilidad de ocurrencia de un evento de riesgo operativo de tipo  $j$  en la línea o proceso del campo petrolero  $i$ .

$LGE_{ij}$ : Pérdida esperada dado que ocurre un evento de riesgo operativo de tipo  $j$  en la línea o proceso del campo petrolero  $i$ .

$N_{ij}$ : Número de eventos en la línea o proceso del campo petrolero  $i$  sujetos a una pérdida de tipo  $j$ .

$\square_{ij}$ : Parámetro calculado por cada institución o campo petrolero y sometido a supervisión externa.

Existen varias aproximaciones para el cálculo de  $K_{ij}$ . Uno de los modelos más utilizados es el modelo binomial. Si se define  $L$  como una variable aleatoria que representa la pérdida operacional asociada a un evento  $j$ , se puede asumir que esta puede tomar un valor de  $LGE_{ij}$  con probabilidad  $PE_{ij}$ , o un valor de cero con probabilidad  $1 - PE_{ij}$ .

De esta manera la pérdida total se comportará como una variable aleatoria binomial con parámetros  $N_{ij}$  y  $PE_{ij}$ . El valor esperado y la desviación estándar de esta pérdida estarán dados por:

$$\mu = N_{ij} * PE_{ij} * LGE_{ij}$$

Si  $PE_{ij}$  es pequeño

$$\sigma = \sqrt{NE_{ij} * PE_{ij} * (-PE_{ij})} * LGE_{ij} \approx \sqrt{NE_{ij} * PE_{ij}} * LGE_{ij}$$

Adicionalmente, se tiene que:

$$K_{ij} = y_{ij} * N_{ij} * PE_{ij} * LGE_{ij} = c * \sigma$$

por lo tanto:

$$\gamma_{ij} = \frac{c * \sigma}{\mu} = \frac{c}{\sqrt{N_{ij} * PE_{ij}}}$$

De esta manera:

$$K_{ij} = \frac{c * N_{ij} * PE_{ij} * LGE_{ij}}{\sqrt{N_{ij} * PE_{ij}}}$$

La constante  $c$  es la razón entre la pérdida no esperada y la desviación estándar. Para el caso de una distribución normal estándar, por ejemplo, y un nivel de confiabilidad del 99,9%, el valor de  $c$  es 3,1, tal como puede encontrarse en una tabla de la distribución normal.

Existen extensiones a este modelo binomial que tienen en cuenta la aleatoriedad de  $N_{ij}$  y de  $LGE_{ij}$ . De la misma manera, se pueden plantear otros modelos para determinar  $K_{ij}$  con base en distribuciones como la Poisson y la de Gamma.

Finalmente, para calcular la provisión total se suman las provisiones individuales para cada línea y tipo de evento.

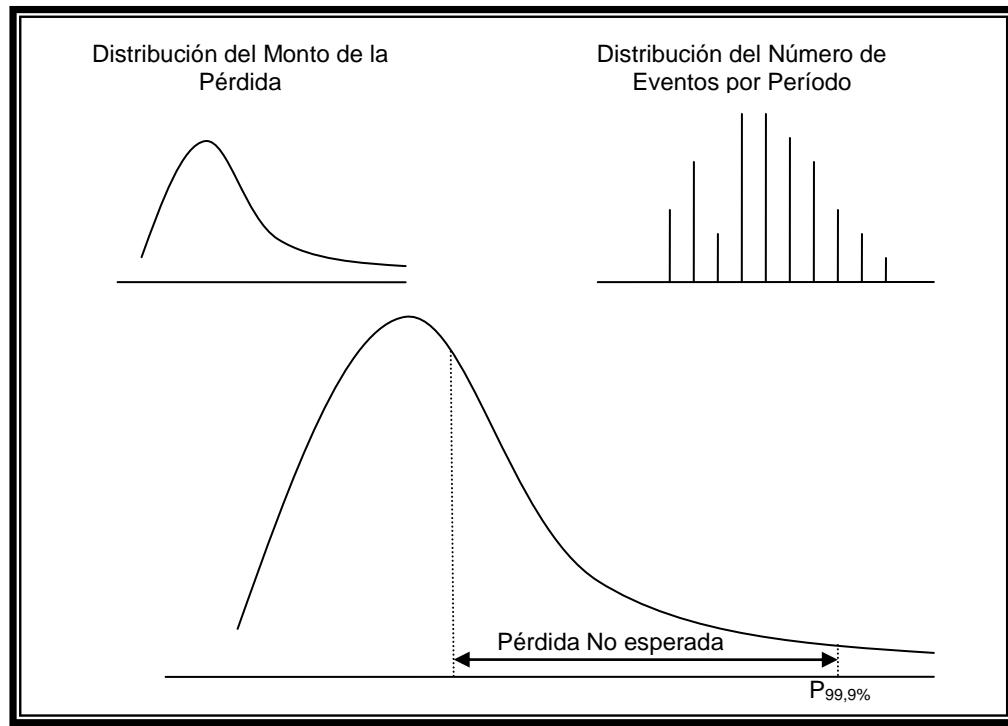
$$K = \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} K_{ij}$$

- Distribución de Pérdida o VaR Operativo. Según el comité de Basilea (2.001), Coleman (2.000), Roehr (2.002) y Acrys Consult, bajo esta metodología, la institución o el campo petrolero estima una distribución de las pérdidas operacionales con base en los datos recolectados para cada línea de negocio o proceso y cada tipo de evento.

Teniendo información sobre la frecuencia y la severidad de los eventos de pérdida, se puede estimar, mediante una prueba de bondad y ajuste, la distribución de estas dos variables y, por medio de simulación de Montecarlo, estimar una distribución para el total de las pérdidas debidas a eventos operativos. Con esta distribución se puede calcular el VaR Operativo definido como la máxima pérdida esperada con respecto a un objetivo definido previamente, con cierto nivel de confiabilidad. Si este objetivo coincide con las pérdidas esperadas, el VaR Operativo será igual a las pérdidas no esperadas.

Este método se diferencia de la aproximación de Medición Interna en un aspecto muy importante: se pueden estimar directamente las pérdidas no esperadas sin necesidad de establecer una relación entre estas y las pérdidas esperadas.

**Figura 8. Modelo de Distribución de Pérdida**



Fuente: Comité de Basilea (2.001), Coleman (2.000), Roehr (2.002) y Acrys Consult.

- **Modelo de regresión.** Según Coleman (2.000) y si se cuenta con una base de datos lo suficientemente grande sobre los eventos de pérdidas debidas a riesgos operativos, así como de los indicadores relacionados con estas pérdidas, es posible utilizar modelos de regresión para predecir el comportamiento futuro de las pérdidas de cada línea o proceso de negocio y de la institución o el campo petrolero. De esta manera, se podrían plantear como variable dependiente la frecuencia o la severidad de los eventos de pérdida, mientras que las variables independientes estarían dadas por los indicadores de riesgo relacionados tal como el número de empleados, el número de transacciones, los años de uso del *hardware* y el *software*, entre otros. Se pueden plantear modelos de Regresión Lineal o no Lineal de acuerdo con la estructura de los datos.

- **Análisis Discriminante.** Según Coleman (2.000), adicionalmente a los modelos de Regresión, cuando existe una amplia base de datos, el modelo de Análisis Discriminante puede ser muy útil para clasificar a las líneas o áreas de negocio y a las instituciones o campos petroleros en diferentes grupos de acuerdo con el nivel de exposición al Riesgo Operativo.



Al igual que el Análisis Discriminante, el modelo de Regresión Logística también podría ser usado para clasificar a las instituciones financieras de acuerdo con su nivel de Riesgo Operativo.

La principal limitación para el uso de metodologías estadísticas es, tal como se señaló en la sección anterior, la dificultad para contar con una gran cantidad de datos internos para ciertos tipos de pérdida de Riesgo Operativo de baja frecuencia y alta severidad. En estas situaciones, se debe utilizar una metodología apropiada para extrapolar datos externos al contexto interno.

**Modelos causales.** Según Mendoza (2.004), los modelos causales representan las causas y los efectos de los eventos de pérdida con base en los juicios de expertos y en información histórica. Además de representar una solución alternativa a los modelos estadísticos, los modelos causales crean incentivos en los empleados de cada línea o área de negocio para tener conductas deseables que contribuyan a la reducción de las exposiciones al Riesgo Operativo en la institución o el campo petrolero, ya que éstos identifican las posibles causas de los eventos de pérdida.

Dentro de esta categoría, los modelos más comúnmente utilizados son los de Redes Bayesianas.

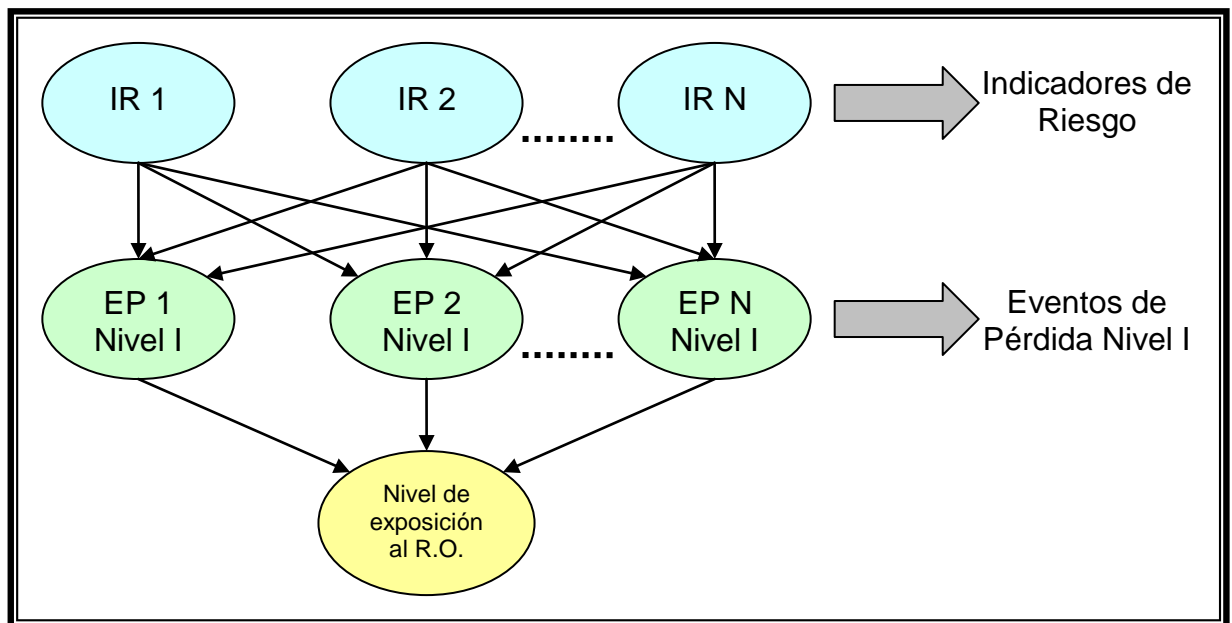
**Redes Bayesianas.** Según Neil & Tranham (2.002), integrando información estadística y cualitativa, las Redes Bayesianas representan una herramienta que permite analizar las vulnerabilidades y el nivel de exposición al Riesgo Operativo de una institución o campo petrolero. Los modelos de Redes Bayesianas tienen en cuenta tanto la información histórica de los eventos de pérdidas debidas al Riesgo Operativo como indicadores de riesgo que proporcionan una medida del nivel de exposición de la institución o el campo petrolero a este tipo de pérdidas para obtener una medida unificada del nivel de vulnerabilidad operacional de la institución o el campo.

Algunas de las ventajas de cuantificar el Riesgo Operativo utilizando modelos de Redes Bayesianas son:

- Es un buen método para modelar el razonamiento y las interrelaciones bajo incertidumbre
- Se tienen disponibles herramientas computacionales que permiten modelar situaciones reales.
- Es posible modelar redes dinámicas para decisiones secuenciales.

- Se pueden combinar diversos datos, como estimaciones subjetivas y datos empíricos.
- La falta de información no es un inconveniente que impida la obtención de algunos resultados.
- Es muy flexible para realizar análisis de sensibilidad.
- El grafo permite visualizar las interacciones entre las variables.
- A medida que se obtiene nueva evidencia, esta puede ser incorporada para que la red actualice la distribución de pérdida, por medio de un proceso de aprendizaje.

**Figura 9. Estructura General de la Red Bayesiana para la Medición del Riesgo Operativo**



Fuente: Neil (2.002)

#### 4.4.3 Metodologías aplicadas en la industria de campos petroleros

##### 4.4.3.1 La matriz de evaluación de riesgos (RAM).

La Matriz de Evaluación de Riesgos (Figura 12) constituye una herramienta que estandariza la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de todas las amenazas a la salud, seguridad, medio ambiente, bienes e imagen de la Empresa. Los ejes de la matriz, según la definición de riesgo, corresponden a las Consecuencias y a la Probabilidad.

**Tabla 4. Matriz de evaluación del riesgo**

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD				
					A	B	C	D	E
Personas	Económica*	Ambiental	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en nuestra Empresa	Sucede varias veces por año en nuestra Empresa	Sucede varias veces por año en la refinería
Una o mas Fatalidades	Catastrófica > \$10M	Masivo	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad Permanente	Grave \$1M a \$10M	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal >1 día	Severo \$100K a \$1.0M	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión Menor (Sin incapacidad)	Importante \$10K a \$100K	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión Leve (1ros Auxilios)	Marginal < \$10K	Leve	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna Lesión	Ninguna	Ningún Efecto	Ningún Impacto	0	N	N	N	N	N

Fuente: Instructivo para el uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPETROL S.A. (2.006)

Para indicar el nivel de gravedad, se utiliza una escala de consecuencias de "0" a "5". Se define consecuencia como la que puede producirse a raíz de un peligro y dentro de una situación hipotética creíble (considerando las condiciones predominantes). Se utilizan las consecuencias potenciales en vez de las reales. Estas pueden ser pensadas como las consecuencias que podrían haberse originado o pueden originarse a raíz de la ocurrencia de un peligro si las condiciones hubiesen sido menos favorables.

Luego de evaluar el suceso potencial, se calcula la probabilidad en el eje horizontal basándose en la experiencia o evidencia histórica en que las consecuencias identificadas se han materializado dentro de la industria, la empresa o en la refinería. Obsérvese que no debe confundirse con la probabilidad de que se produzca el peligro: se trata de la probabilidad de que se desencadenen las consecuencias potenciales estimadas.

Estimar la probabilidad y las consecuencias no es una ciencia exacta. La estimación de la consecuencia se basa en escenarios de “qué pudo ocurrir” y la estimación de la probabilidad se basa en información histórica de que tal escenario ocurrió en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas.

Para evaluar el riesgo de un escenario en particular se debe seguir la secuencia citada anteriormente:

1. Defina adecuadamente el escenario a analizar
2. Estime las consecuencias potenciales y,
3. Solo después se estima la probabilidad de la ocurrencia de la consecuencia

Clasificación de las consecuencias potenciales. Las consecuencias de la ocurrencia de un peligro se identifican por cuatro categorías:

1. Lesiones a personas (PE).
2. Económicas (EC)
3. Medio ambiente (MA)
4. Imagen de la empresa

La gravedad de las consecuencias anteriores se selecciona en el eje vertical de la matriz. Para una adecuada interpretación de las definiciones del nivel de gravedad se deberá consultar las tablas 5, 6, 7 y 8, donde se presenta una definición más detallada de la gravedad de las consecuencias. Las consecuencias deben estimarse basándose en lo que podría haber ocurrido bajo condiciones levemente diferentes. Por ejemplo:

**Tabla 5. Clasificación de las Consecuencias Potenciales**

<b>Situación hipotética</b>	<b>Resultado real</b>	<b>Consecuencia potencial</b>
De una grúa cae una carga, a un metro de una persona.	Daño a la carga	Lesión fatal si la persona hubiera estado debajo de la carga.
Un auto vuelca en una vía industrial.	Daño al auto, no hay heridos (cinturón de seguridad colocado).	Lesiones graves, ó fatalidad.
Un operador abre la válvula equivocada: combustible diesel contamina el río; rápidamente detectado por un tercero.	Contaminación menor.	Efectos considerables si el derrame no hubiera sido identificado tan rápidamente.

Situación hipotética	Resultado real	Consecuencia potencial
Exposición a H <sub>2</sub> S: rescatado y resucitado de inmediato.	2 días internado en observación: lesiones menores.	Fatalidades
Exposición a benceno que excede los límites actuales de largo plazo de exposición laboral permitidos, pero no los niveles de inmediatamente peligroso para la vida y la salud(IDLH).	Ninguno.	Cáncer (leucemia), muerte.
Descarga de hidrocarburos a la Tea.	Llama que despide hollín/humo negro.	Derrame de hidrocarburo e incendio de la base de Tea.

Fuente: Instructivo para el uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPEPETROL S.A. (2.006)

Evaluación de la probabilidad. El eje horizontal representa la medición de probabilidad de la ocurrencia de un suceso no deseado a raíz de un peligro. La escala del eje horizontal se define como:

- A. No ha ocurrido en la industria
- B. Ha ocurrido en la industria
- C. Ha ocurrido en nuestra empresa
- D. Sucede varias veces por año en nuestra empresa
- E. Sucede varias veces por año en la refinería

Esta evaluación se basa en la experiencia e indica la probabilidad de materialización de consecuencias indeseadas. Nuevamente obsérvese que no debe confundirse con la probabilidad de que se produzca el peligro: se trata de la probabilidad de que se produzcan las consecuencias potenciales estimadas. La escala horizontal es 'probabilidad en aumento', cuyo rango va desde altamente improbable hasta frecuente.

Clasificación de los riesgos. De acuerdo con la Matriz de Evaluación de Riesgos, el riesgo está compuesto por los siguientes tres caracteres:

1. El primero define con qué categoría de consecuencia está relacionada la evaluación: Personas (PE), Económica (EC), Ambiental (MA) e Imagen de la empresa (IM).
1. El segundo corresponde a la gravedad de las consecuencias que podrían producirse con ese suceso: 0 – 5
2. El tercero corresponde al nivel de probabilidad de un suceso no deseado: A – E

La intersección de la fila elegida con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo. Los incidentes pueden tener consecuencias en las cuatro categorías. Para la misma situación hipotética, distintas clasificaciones pueden aplicarse a las categorías PE, EC, MA e IM. El riesgo global de un incidente es clasificado de acuerdo a la categoría de consecuencia que tenga la peor clasificación, por ejemplo: para un escenario se identificaron las siguientes clasificaciones de riesgos: en PE – 5C, EC – 2C, MA – 1D y IM – 1C, el riesgo global de este incidente será la peor calificación la cual es PE – 5C.

La interpretación del área donde quede clasificado un incidente, depende del campo de aplicación en que se esté usando, sin embargo a continuación se presenta una guía de lo que significa cada área en la Matriz RAM de ECOPETROL.

**Tabla 6. Evaluación de riesgos**

Color	Riesgo	Interpretación
VH	Muy alto	Riesgo intolerable para asumir, requiere buscar alternativa y decide la Gerencia.
H	Alto	Inaceptable, deben buscarse alternativas. Alto riesgo. Si se decide realizar la actividad, deberá implementarse previamente un tratamiento especial en cuanto al nivel de control (Demostrar control de riesgo). Gerencia involucrada en decisión e investigación de incidentes.
M	Medio	Se deben tomar medidas para reducir el riesgo a niveles razonablemente prácticos, debe demostrarse el control del riesgo.
L	Bajo	Discutir y gestionar mejora de los sistemas de control y de calidad establecidos (permisos, ATS, procedimientos, lista de chequeo, responsabilidades y competencias, EPP, etc).
N	Despreciable	Riesgo muy bajo, usar sistemas de control y calidad establecidos.

Fuente: Instructivo para el Uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPETROL S.A. (2.006)

Nota: En todos los niveles se deben usar metodologías de análisis de riesgo de acuerdo con la clasificación de la evaluación del riesgo.

Definición de las categorías de las consecuencias posibles.

**Tabla 7. Consecuencias posibles a personas**

<b>Nro.</b>	<b>Descripción</b>
0	Ninguna lesión.
1	Lesión leve Primeros auxilios - atención en lugar de trabajo y no afectan el rendimiento laboral ni causan incapacidad.
2	Lesión menor sin incapacidad (incluyendo casos de primeros auxilios y de tratamiento médico y enfermedades ocupacionales) - No afectan el rendimiento laboral ni causan incapacidad.
3	Incapacidad Temporal > 1 día (lesiones que producen tiempo perdido) Afectan el rendimiento laboral, como la limitación a ciertas actividades o requiere unos días para recuperarse completamente (casos con tiempo perdido). Efectos menores en la salud que son reversibles, por ejemplo: irritación en la piel, intoxicación por alimentos.
4	Incapacidad Permanente (incluyendo incapacidad parcial y permanente y enfermedades ocupacionales) - Afectan el desempeño laboral por largo tiempo, como una ausencia prolongada al trabajo. Daños irreversibles en la salud con inhabilitación seria sin pérdida de vida; por ejemplo: hipoacusia provocada por ruidos, lesiones lumbares crónicas, daño repetido por realizar esfuerzos, síndrome y sensibilización.
5	1 ó mas fatalidades - por accidente o enfermedad laboral.

Fuente: Instructivo para el Uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPEPETROL S.A. (2.006)

**Tabla 8. Consecuencias posibles a la economía**

<b>Nro.</b>	<b>Descripción</b>
0	Ninguna
1	Marginal menos de 10 mil dólares - Daños leves – No hay interrupción de la actividad (producción, mantenimiento, puesta en marcha, etc.).
2	Importante de 10 mil a 100 mil dólares - Daños menores – Interrupción breve de la actividad (ejemplo degradaciones, recirculación, re-procesos).
3	Severo de 100 mil a 1 millón de dólares - Daños locales – Parada temporal (puede reiniciarse pero costo hasta US\$1'000.000).
4	Grave de 1 millón a 10 millones de dólares - Daños mayores – Pérdida parcial en las operaciones (2 semanas de parada)
5	Catastrófica mas de 10 millones de dólares - Daños generalizados - Pérdida total o sustancial en la producción, en la infraestructura, etc.

Fuente: Instructivo para el Uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPEPETROL S.A. (2.006)

¡Las cifras en la tabla no deben relacionarse con el valor de la vida humana!



**Tabla 9. Consecuencias posibles al medio ambiente**

Nro.	Descripción
0	Sin efectos - Sin daño ambiental. Sin modificaciones en el medio ambiente. No requiere remediación.
1	Efectos leves - Daño ambiental leve. Dentro de la Refinería. Acciones de remediación insignificantes.
2	Efectos menores - Contaminación o descarga suficientemente importante para dañar el Medio Ambiente, pero no con efectos duraderos. Una única violación a los límites legales o prescritos ó una única queja.
3	Efectos localizados - Descarga limitada afectando el vecindario y dañando el Medio Ambiente, repetidas violaciones de los límites legales o prescritos ó varias quejas.
4	Efectos mayores - Daños ambientales graves. Se exige a la Refinería que tome medidas importantes para aproximar el medio ambiente contaminado a su estado original. Violaciones prolongadas a los límites legales o preescritos, molestia expandida.
5	Efectos masivos - Persistentes daños ambientales graves o serias molestias que afectan un área extensa, áreas de uso recreativo o de preservación de la naturaleza. Constante y elevada violación de los límites legales o prescriptos.

Fuente: Instructivo para el Uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPEPETROL S.A. (2.006)

**Tabla 10. Consecuencias posibles a la imagen de la empresa**

Nro.	Descripción
0	Ningún impacto - No es de interés
1	Interna - Puede ser de conocimiento interno a la refinería pero no de interés público.
2	Local Interés público local relativo - Atención de algunos medios de prensa, comunidades y ONG's locales que potencialmente pueden afectar a la Refinería
3	Regional Interés público regional. Gran oposición de los medios locales de prensa. Relativa atención de los medios nacionales de prensa y/o partidos políticos locales/regionales. Oposición de ONG's regionales y del gobierno local
4	Nacional - Interés público nacional. Oposición general de los medios de prensa nacionales. Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias. Quejas de ONG's nacionales.
5	Internacional- Interés público internacional. Oposición general de los medios de prensa internacionales. Políticas nacionales/internacionales con un impacto potencialmente grave en las relaciones internacionales de la Empresa, el otorgamiento de licencias y/o la legislación impositiva.

Fuente: Instructivo para el Uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, ECOPEPETROL S.A. (2.006)



#### 4.4.3.2 Análisis de Causa Raíz:

Es un proceso estructurado con el que buscan detalles de la cadena de eventos y condiciones (causas y efectos) que generaron el “Efecto Primario” (el problema) y por consiguiente la identificación del riesgo operacional (Manual para Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la solución de Problemas – ECOPEPETROL S.A., 2.006).

Un proceso estructurado se necesita porque:

- Las Causas y Soluciones a problemas complejos rara vez son obvios.
- El adherirse al proceso asegura que las Causas y Soluciones sean soportadas en evidencias o hechos.
- El adherirse al proceso asegura Soluciones directamente ligadas a la Causa.

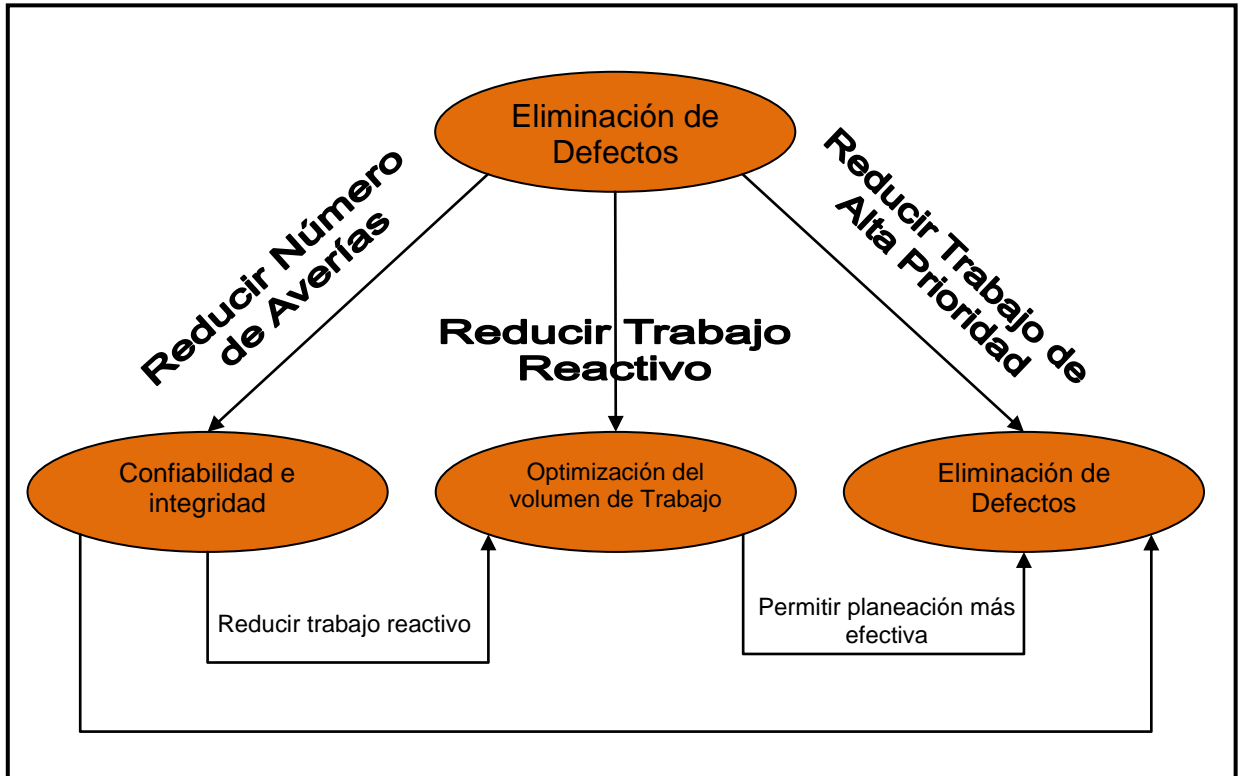
El Análisis de Causa Raíz es el corazón de cualquier programa de eliminación de “defectos o malos actores o la identificación del riesgo operacional. La eliminación efectiva de defectos es uno de los *parámetros claves de éxito* de un proceso de gerenciamiento de la confiabilidad y riesgo operacional.

La importancia del Análisis de Causa Raíz y Eliminación de Defectos, en la administración moderna del mantenimiento y el gestionamiento del riesgo operacional consiste de los sistemas necesarios para manejar las siguientes principales cuatro áreas:

- Eliminación de Defectos.
- Optimización del volumen de trabajo.
- Eficiencia en la ejecución.
- Manejo de la confiabilidad y la integridad.
- Identificación y disminución del riesgo operacional.

Estas áreas principales están relacionadas entre sí y mejoras en una de estas áreas, típicamente, tienen impacto en una o más de las otras áreas. De las cuatro, sólo “Eliminación de Defectos” tiene impacto sobre las otras cuatro, o la disminución del riesgo operacional como lo indica el diagrama que aparece a continuación. Por lo tanto, con recursos limitados y por ende con la capacidad de tratar sólo una de las áreas, el mayor beneficio se logra a través de la Eliminación de Defectos, lo que requiere una capacidad bien estructurada en la solución de problemas basada en hechos (Análisis de Causa Raíz, ACR).

Figura 10. Diagrama de acción de las áreas



Fuente: Manual para Aplicación de la Metodología de Análisis Causa Raíz para la Solución de Problemas, ECOPETROL S.A. (2.006)

Los diferentes tipos de modelos que se han presentado en esta sección difieren tanto en su nivel de complejidad como en el tipo de información que necesitan para cuantificar el nivel de exposición de una institución al Riesgo Operativo. Dependiendo del tipo de información con el que cuente los campos petroleros y de su nivel de experiencia en el manejo del Riesgo Operativo se puede determinar cuáles son las metodologías más apropiadas para dicha institución.

En el próximo capítulo se construirá una metodología de identificación y cuantificación del Riesgo Operativo que luego será aplicada a dos campos de la Coordinación Producción Tolima. Esta metodología debe tener en cuenta el tipo de información disponible para seleccionar los modelos más apropiados para cumplir con su objetivo.

## 5. METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DIFERIDA

En esta parte se pretende elaborar una metodología que permita identificar y cuantificar la exposición de un campo petrolero al riesgo operativo referente a la producción diferida de crudo.

Teniendo en cuenta la escasez de información histórica confiable sobre los eventos de pérdida de producción identificada y no identificada debido al riesgo operativo que se presenta en la mayoría de los campos de ECOPETROL S.A., se debe desarrollar una metodología que tenga en cuenta la información cualitativa de una manera estructurada pero que, al mismo tiempo, sea capaz de incorporar los eventos de pérdida debidos al riesgo operativo asociado a la producción diferida, en la medida que éstos se vayan presentando.

De esta manera, la metodología que se desarrolla y se explica en este capítulo permite tener en cuenta las cuatro fuentes de información identificadas en el capítulo anterior para la medición del riesgo operativo asociado a la producción diferida, las cuales son: eventos de pérdida internos, eventos de pérdida externos, indicadores de riesgo y juicios de los expertos.

La metodología consta de 7 pasos los cuales se muestran en la Figura 12, y se describen detalladamente a continuación.

### **PASO 1: Seleccionar las Líneas de Negocio**

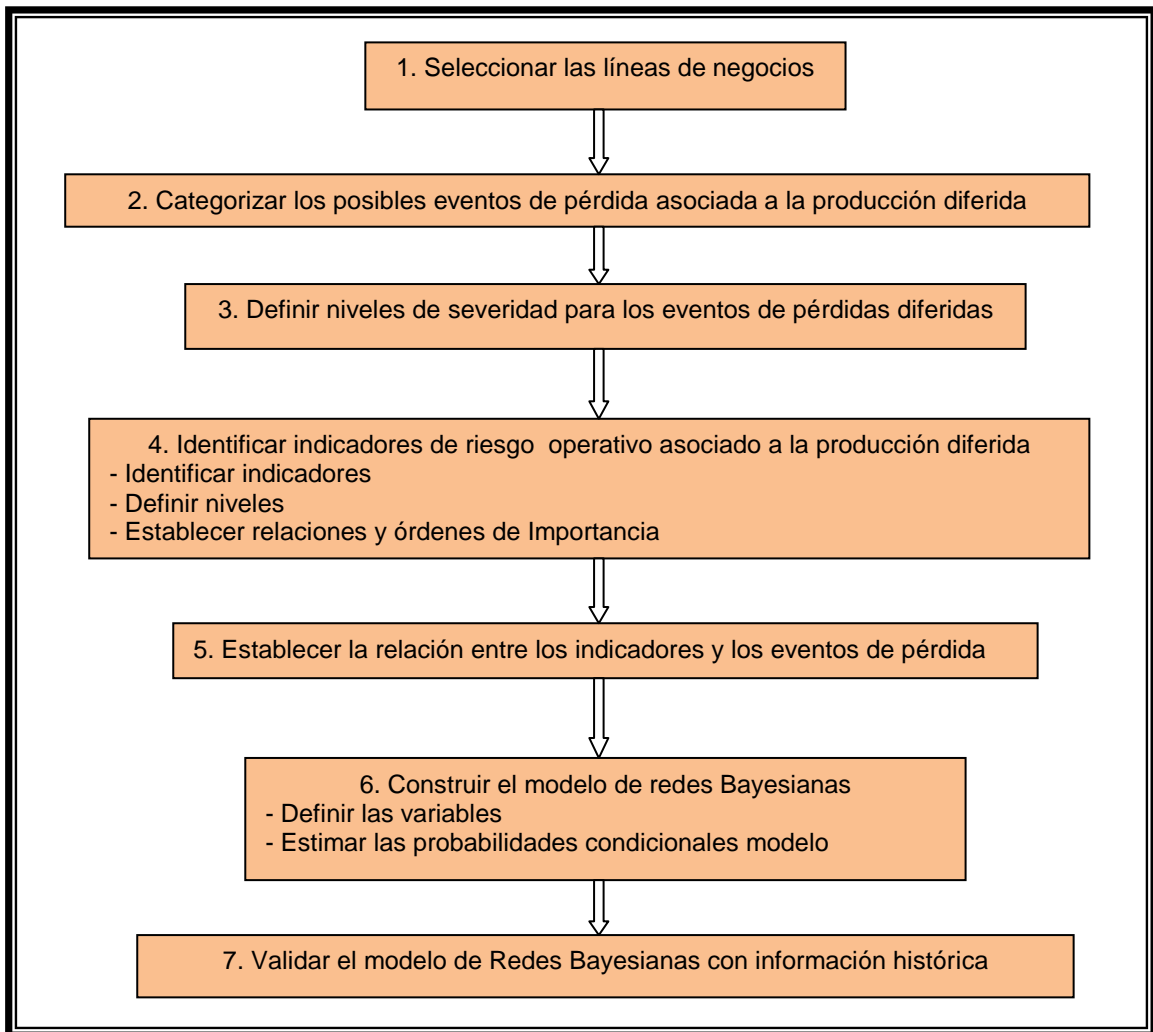
En esta etapa se deben seleccionar las áreas, subprocesos y procesos del grupo de pozos o campo petrolero que se va a tener en cuenta en la identificación y cuantificación de la exposición al riesgo operativo asociado a la producción diferida. Es importante entender claramente los procesos y actividades correspondientes a cada área, subprocesos y procesos del campo para poder medir de forma más precisa el nivel de exposición.

Finalmente, en esta etapa también se debe establecer el horizonte o rango de tiempo dentro del cual se va a medir el nivel de exposición al riesgo operativo asociado a la producción diferida.

**PASO 2: Categorizar los Posibles Eventos de Pérdida Asociados a Producción Diferida.**

Para identificar más fácilmente los posibles eventos de pérdida debidos al riesgo operativo asociado a la producción diferida, es conveniente categorizar dichos eventos. Por ejemplo para el campo Tello el equipo de expertos ha propuesto una clasificación de los eventos de pérdida la cual se muestra en la Tabla 3. Esta clasificación puede ser modificada de acuerdo con los juicios de los expertos en cada campo de petróleo.

**Figura 11. Metodología para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo Asociada a la Producción Diferida.**



Fuente: Autores

### **PASO 3: Definir Niveles de Severidad para los Eventos de Pérdida Asociados a la Producción Diferida.**

En esta etapa se deben definir diferentes niveles de severidad para los posibles eventos de pérdida, de acuerdo con el monto de los mismos. Se definen, tanto el número de niveles como el rango de valores asociado a cada nivel. Por ejemplo, se podrían definir 3 niveles de la siguiente manera: Nivel 1, si el monto de la pérdida es menor a 100 horas de inactividad de los equipos o sistemas; Nivel 2, si el monto de la pérdida está entre 100 y 500 horas de actividad de los equipos o sistemas y; Nivel 3, si el monto de la pérdida es superior a 500 horas de inactividad de los equipos que extraen crudo.

En estos tres primeros pasos se definen las áreas del campo que se van a tener en cuenta y se estudian los posibles eventos de pérdida que se pueden presentar. Los pasos 4, 5, 6 y 7 se aplican de la misma manera a cada una de las áreas del campo seleccionadas.

### **PASO 4: Identificar Indicadores de Riesgo Asociados a Producción Diferida.**

Ante la escasez de información histórica confiable sobre los eventos de pérdida de producción diferida no identificada del campo petrolero en estudio, en esta etapa se realizan varios pasos para definir los Indicadores de Riesgo que puedan alertar sobre la ocurrencia de este tipo de eventos:

*Se deben definir indicadores para cada una de las categorías definidas en el paso 2. Si se utiliza la clasificación hecha por los expertos y presentada en la Tabla 3, los indicadores pueden ser definidos para cada categoría de eventos, de acuerdo con lo que los expertos del campo petrolero consideren más conveniente. De esta manera, se obtendría una tabla como la que se muestra a continuación.*

**Tabla 11. Indicadores de riesgo Asociados a Producción Diferida para el área de subsuelo.**

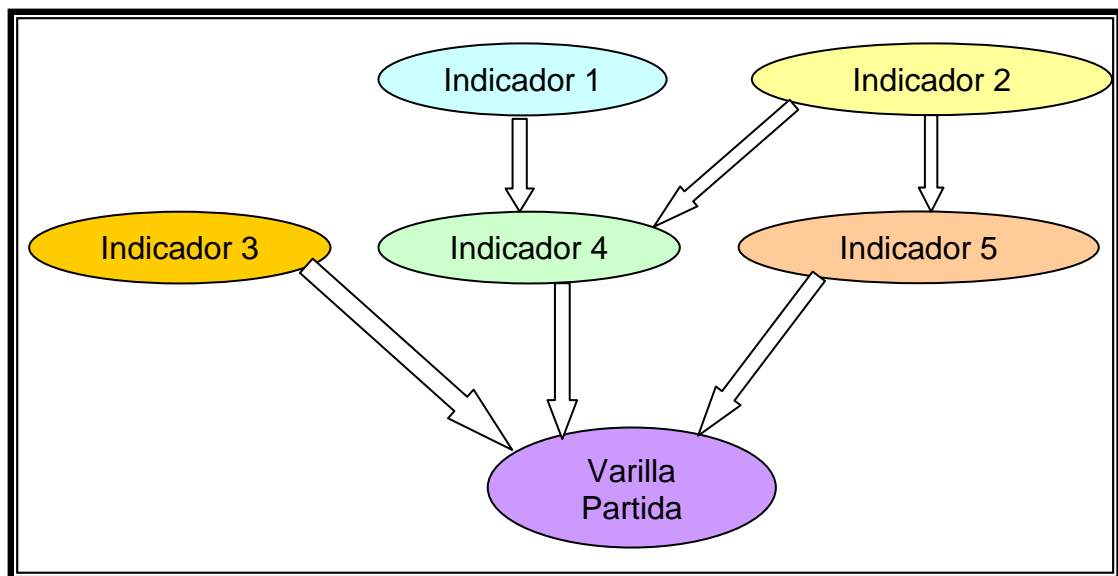
<b>Categorías de Eventos</b>	<b>Indicadores de Riesgo</b>
Varilla Partida	Indicador 1, Indicador 2
Parada del Pozo	Indicador 1, Indicador 2
Espera de mantto. Equipo de subsuelo	Indicador 1, Indicador 2
Falla de la bomba, etc.	Indicador 1, Indicador 2

Fuente: Autores

Es posible que existan indicadores que afecten simultáneamente a más de una categoría de eventos de pérdida.

De la misma manera, pueden existir indicadores que, a su vez, necesitan de otros indicadores (sub-indicadores) para ser explicados más precisamente. Por ejemplo, para la categoría Varilla Partida, se podrían identificar tres indicadores que pueden alertar sobre la posible ocurrencia de este tipo de evento. Sin embargo, si uno de los indicadores no es claramente explicable u observable, se pueden identificar otros indicadores que ayuden a explicar este indicador, tal como se muestra en la Figura 13.

**Figura 12. Indicadores y Sub-indicadores**



Fuente: Autores

*Se deben definir posibles niveles para cada uno de los indicadores identificados para luego establecer el nivel en el cual se podría ubicar el campo o grupo de pozos que se está evaluando, de acuerdo con la opinión de expertos.*

*En caso de tener indicadores que dependan de otros indicadores, se debe definir un orden de importancia entre los sub-indicadores que permita establecer cuáles son más importantes a la hora de explicar los indicadores principales. Adicionalmente, se debe definir la relación entre los sub-indicadores y los indicadores principales.*

**PASO 5: Establecer la Relación entre los Indicadores de Riesgo y los Eventos de Pérdida Asociados a Producción Diferida.**

Al igual que en el paso anterior, se debe definir un orden de importancia entre los indicadores de riesgo identificados para cada una de las categorías de eventos de pérdida y, de la misma manera, se debe establecer la relación entre los indicadores de riesgo y la posibilidad de que ocurran los eventos de pérdida.

**PASO 6: Construir el Modelo de Redes Bayesianas**

La construcción del modelo de Redes Bayesianas se debe realizar en dos pasos: Definición de variables y Estimación de las probabilidades condicionales.

**5.1 DEFINICIÓN DE VARIABLES**

Las variables de la Red Bayesiana corresponden a las diferentes categorías de eventos de pérdida, a los Indicadores y a los Subindicadores de Riesgo definidos para cada una de estas.

**5.2 ESTIMACIÓN DE LAS PROBABILIDADES CONDICIONALES**

Las relaciones entre las variables de la Red Bayesiana se expresan por medio de probabilidades condicionales.

Inicialmente se deben estimar las probabilidades condicionales para los indicadores que dependen de otros indicadores. Para esto, con base en la relación entre indicadores y los órdenes de importancia definidos en el paso 4, se estima la probabilidad de ocurrencia de cada nivel del indicador principal dado los diferentes niveles en los indicadores de los cuales éste depende. De esta manera, se podría construir una tabla de probabilidad como la siguiente:

**Tabla 12. Ejemplo de Probabilidades condicionales para los indicadores**

	Indicador 1			
	Nivel 1		Nivel 2	
Indicador 2	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 1	Nivel 2
Varilla Partida				
Nivel 1	0,9	...		
Nivel 2	0,1	...		
Nivel 3	0,0	...		

Fuente: Autores

En este ejemplo, si el indicador 1 se encuentra en el nivel 1 y el indicador 2 se encuentra en el nivel 1, entonces la probabilidad de que el indicador 3 se encuentre en el nivel 1 es de 0.9, la probabilidad de que se encuentre en el nivel 2 es de 0.1 y de que se encuentre en el nivel 3 es de 0.0.

De la misma manera, se deben estimar las probabilidades condicionales para cada una de las categorías de eventos de pérdida dada la relación con los diferentes indicadores de riesgo. Para lo anterior, se estima la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los niveles de severidad de los eventos de pérdida dado los diferentes niveles en los indicadores relacionados. Por ejemplo, si para la categoría varilla partida se definieran tres niveles de severidad, y al mismo tiempo se identificaran dos indicadores de riesgo relacionados con esta categoría, y cada uno de estos indicadores tiene dos posibles niveles, se puede elaborar la siguiente tabla de probabilidades:

**Tabla 13. Ejemplo de Probabilidades Condicionales para los Eventos de Pérdida Asociados a Producción Diferida.**

	Indicador 1			
	Nivel 1		Nivel 2	
Indicador 2	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 1	Nivel 2
Varilla Partida				
Nivel 1	...	0,1	...	
Nivel 2	...	0,3	...	
Nivel 3	...	0,6	...	

Fuente: Autores

En este ejemplo, si el indicador 1 se encuentra en el nivel 1, y el indicador 2 se encuentra en el nivel 2, entonces la probabilidad de que las pérdidas debidas a Varilla Partida se encuentren en el nivel 1 es de 0.1, de que se encuentren en el nivel 2 es de 0.3, y de que se encuentren en el nivel 3 es de 0.6.

**PASO 7: Validar el Modelo de Redes Bayesianas**

Una vez construido el modelo de Redes Bayesianas se debe realizar el proceso de validación del mismo. En esta etapa, se validan las probabilidades condicionales definidas en el paso 6 teniendo en cuenta la información histórica existente sobre los eventos de pérdida que hayan ocurrido anteriormente en el campo o en otros campos del área con similitud de operación.



Se deben enumerar los principales eventos de pérdida debidos al riesgo operativo que han ocurrido durante los últimos años. Se debe establecer el año de ocurrencia del evento, el monto de la pérdida asociada y la categoría dentro de la cual se podría clasificar, de acuerdo con las categorías definidas en el paso 2.

De esta manera, el modelo de Redes Bayesianas permite tener en cuenta la información histórica sobre los eventos de pérdida para ajustar las probabilidades condicionales.

El resultado final obtenido después de aplicar estos 7 pasos de la metodología es la distribución de probabilidad para cada una de las categorías de eventos de pérdida.

Esta distribución representa la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los niveles de severidad definidos en el paso 3.

## 6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la aplicación de la Metodología de Identificación y Medición del Riesgo Operativo asociado a la producción diferida para el Campo Tello de la Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima de ECOPETROL S.A. Se describe la aplicación de la metodología paso por paso presentando los principales resultados obtenidos en cada uno de estos.

### 6.1 OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN RELEVANTE

La Coordinación de Producción de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima seleccionada para la aplicación de la metodología es la del Huila (Campo Tello). Dentro de las actividades de la Coordinación de Producción, la línea de negocio seleccionada para aplicar la metodología fueron los pozos del Campo Tello los cuales fueron clasificados por similitud de características de riesgo operacional asociado a la producción diferida de los pozos, en dos grupos. Los grupos son: Tello Bombeo Mecánico y Tello Bombeo Electrosumergible.

En el desarrollo de este proyecto participaron todos los expertos del campo y de otros campos al igual que los clientes externos. Por lo tanto, para la recolección de la información necesaria para aplicar cada uno de los pasos de la metodología se diseñó una encuesta, la cual se presenta en el Anexo A, y se realizaron varias reuniones con funcionarios de las distintas dependencias para discutir y resolver los diferentes puntos de la encuesta. Además se recolectaron información oficial de las pérdidas de producción históricas cuantificables de los pozos del campo del programa FieldView, a partir de febrero de 2006 hasta marzo de 2008.

Este proceso de recolección de la información es una de las etapas más importantes en el proceso de aplicación de la metodología, debido a que las variables y relaciones del modelo se soportan en los indicadores y relaciones definidas por el grupo de profesionales del campo.

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos al aplicar la Metodología de Identificación y Medición de Riesgo Operativo para cuantificar la exposición a este tipo de riesgo asociado a la producción diferida para el campo de producción de crudo Tello.

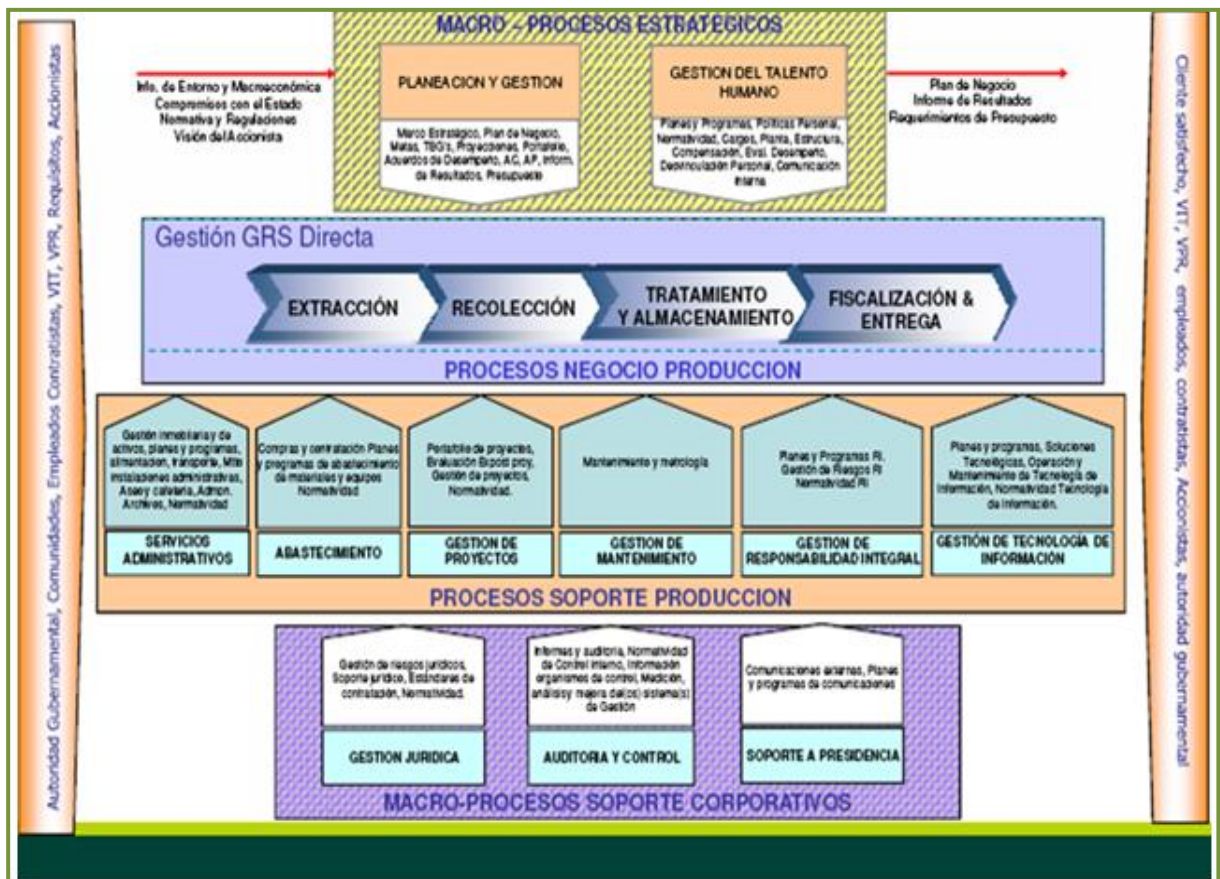
## 6.2 RESULTADOS

### PASO 1: Seleccionar el Campo o los Campos Petroleros

El grupo de pozos o campo petrolero seleccionado fue el Campo Tello, el cual es un campo de producción de crudo de la Coordinación Producción Huila. El Campo Tello está conformado por treinta y cinco pozos de producción de los cuales veinticinco están en Bombeo Electrosumergible y diez en Bombeo Mecánico.

Para identificar el conjunto de eventos de pérdidas relacionados con los dos grupos de pozos Tello Bombeo Mecánico y Tello Bombeo Electrosumergible es necesario conocer el proceso operativo de estos. La figura 14 muestra el mapa de procesos del campo en donde se va aplicar la metodología.

Figura 13. Mapa de procesos- GERENCIA REGIONAL SUR



Fuente. Sistema de gestión integral. Ecopetrol S.A. 2007

Teniendo en cuenta el modelo operativo del campo, se identificó el grupo de personas que debían participar en la aplicación de la Metodología de Identificación y Medición del Riesgo Operativo al igual que expertos de otros campos de la Gerencia y clientes externos.

Finalmente, el rango de tiempo seleccionado para la aplicación de la metodología fue de 1 año.

### **PASO 2: Categorizar los Posibles Eventos de Pérdida Asociados a la Producción Diferida.**

En este paso se seleccionó junto con el grupo de trabajo del Campo Tello las siguientes categorías de eventos de pérdida asociada a la producción diferida, correspondientes al área de subsuelo para tenerlas en cuenta en la identificación y cuantificación del Riesgo Operativo relacionada con las pérdidas de producción para el campo, dichas categorías son:

1. Reposición de Tubería
2. Reacondicionamiento
3. Espera de Mantenimiento Equipo de Subsuelo
4. Espera Reacondicionamiento
5. Falla Bomba
6. Mantenimiento Equipo de Subsuelo
7. Sistema de Levantamiento
8. Eficiencia Equipo de Subsuelo
9. Producción del Pozo
10. Varilla Partida

### **PASO 3: Definir Niveles de Severidad para los Eventos de Pérdida Asociado a la Producción diferida.**

Para el desarrollo de este paso, se tuvieron en cuenta las horas de pérdidas o de inactividad de los pozos en estudio, asociadas a sus respectivos barriles de pérdida para así dar un estimativo de que tan grave o severo se puede considerar

un pozo cuando este se encuentra parado. A continuación se observa la clasificación en la siguiente tabla:

**Tabla 14. Niveles de severidad para los pozos de acuerdo a los eventos de pérdida asociados a la producción diferida**

<b>NIVEL</b>	<b>Tello Bombeo Mecánico</b>	<b>Tello Bombeo Electrosumergible</b>
Nivel 1	0 – 300	0 – 600
Nivel 2	300 - 900	600 – 1200
Nivel 3	900 - 2000	1200 - 2500

Fuente: Autores

#### **PASO 4: Identificar Indicadores de Riesgo Asociados a la Producción Diferida.**

Para la identificación y definición de los indicadores y subindicadores se siguieron cada uno de los pasos sugeridos por la metodología para esta etapa:

Se identificaron indicadores de riesgo para cada una de las categorías de eventos de pérdida. La siguiente tabla muestra los indicadores y subindicadores identificados para cada una de las categorías para el Campo Tello Bombeo Mecánico área de subsuelo, para el Campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo consultar el Anexo C.

Como complemento, las tablas muestran una descripción de cada indicador y subindicador, los posibles niveles definidos por el grupo de expertos y el nivel en el cual el grupo cree que se encuentran ubicados los pozos del Campo.

Tabla 15. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico.

EVENTOS DE PÉRDIDA		INDICADOR			SUBINDICADOR		
Tipo	Definición	Indicador	Descripción	Nivel	subindicador	Descripción	Nivel
Varilla Partida	Frecuencia de cambio de varillas o sarta de varillas.	1. Rozamiento	Nivel de desgaste por rozamiento con la tubería	1. Bajo 2. Medio 3. Alto-m	Centralizadores	Nivel de implementación de centralizadores	1. Bajo 2. Medio 3. Alto
					Couplas desgastadas	Presencia de couplas desgastadas	1. Bajo 2. Medio 3. Alto-m
					Espacio varilla-tubería	Desahogamiento que tienen las varillas al moverse a través de la tubería	1. Bajo 2. Medio 3. Alto-m
		2. Corrosión	Nivel de desgaste por corrosión	1. Bajo 2. Medio 3. Alto-m	Inhibición	Capacidad de impedir o retener la corrosión	1. Bajo 2. Medio 3. Alto-m
					Selección del material	Implementación de materiales aptos para ambientes corrosivos	1. Bajo 2. Medio 3. Alto
		3. Manipulación de las varillas	Adecuada manipulación de las varillas	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Almacenamiento	Adecuada manipulación de las varillas durante el almacenamiento	1. Bajo 2. Medio 3. Alto
					Instalación	Adecuada manipulación de las varillas durante la instalación	1. Bajo 2. Medio 3. Alto

Tabla 15. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico (cont.)

Espera de mantenimiento equipo sub. Y Reacondicionamiento	Nivel de dificultad para realizar reacondicionamiento de los pozos del campo y espera hasta que entra el equipo.	<b>1. Disponibilidad de Equipo</b>	Facilidad de tener equipo ya contratado	1. Bajo-m 2. Medio 3. Alto	<b>Compartido con otros campos</b>	Equipo en operaciones DINA	1. Bajo 2. Medio 3. <u>Alto-m</u>
					<b>Equipo en mantenimiento</b>	Equipo disponible, pero está en mantenimiento	1. Bajo 2. <u>Medio</u> 3. Alto
		<b>2. Aumento de Producción</b>	Reacondicionamiento de los pozos debido al aumento de producción	1. <u>Bajo</u> 2. Medio 3. Alto			
Baja eficiencia del equipo de subsuelo.	Nivel de pérdidas por eficiencia de equipos.	<b>1. Bajo nivel de fluido</b>	Nivel de pérdidas debido a la baja sumergencia de la bomba	1. Bajo 2. Medio 3. <u>Alto-m</u>			
		<b>2. Sobredimensionamiento</b>	Nivel de criticidad del equipo de fondo para extraer fluidos de acuerdo a su dimensionamiento	1. <u>Bajo</u> 2. Medio 3. Alto			

Tabla 15. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico (cont.)

Falla bomba	Nivel de frecuencia de falla de la bomba.	1. Fricción Pistón – Barril	Nivel de fricción por metalizados	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Centralizadores	Nivel de implementación de centralizadores	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
					Abrasión	Nivel de abrasion (finos) en la bomba	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio-a</a> 3. <a href="#">Alto</a>
		2. Diseño y calidad de los componentes de la bomba	Nivel de evaluación de la conveniencia y diseño de los actuales componentes de las bombas de subsuelo	1. Bajo 2. <a href="#">Medio-a</a> 3. Alto	Dimensionamiento	Nivel de evaluación del dimensionamiento de los componentes de la bomba	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
					Calidad	Nivel de perfección del producto (Bomba)	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
3. Bajo nivel de fluido	Nivel de falla debido a la baja sumergencia de la bomba	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto-m</a>					
Daño tubería	Nivel de frecuencia de daño de tubería	1. Corrosión	Nivel de desgaste por corrosión en la tubería	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio-a</a> 3. Alto	Inhibición	Capacidad de impedir o retener la corrosión	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
					Selección del material	Implementación de materiales aptos para ambientes corrosivos	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
		2. Calidad	Nivel de perfección del producto (Tubería)	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. Alto	Proceso de metalurgia	Perfeccionamiento del proceso de metalurgia	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
					Fabricante	Nivel de implementación "confianza en el fabricante" de acuerdo con sus secretos industriales	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto</a>
3. Rozamiento	Nivel de desgaste por rozamiento con las varillas	1. <a href="#">Bajo</a> 2. <a href="#">Medio</a> 3. <a href="#">Alto-m</a>					

Fuente: Autores



En la columna nivel de la tabla 15, se describen los posibles niveles definidos por el grupo de expertos para cada uno de los indicadores identificados para el Campo Tello Bombeo Mecánico área de subsuelo, para el Campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo consultar el Anexo C. Adicionalmente, se muestra resaltado y subrayado el nivel en el cual el grupo considera que se encuentra ubicado el Campo actualmente para los indicadores que no dependen de otros indicadores.

Algunos de los indicadores identificados para las diferentes categorías de eventos de pérdida fueron explicados por medio de subindicadores. El grupo de trabajo definió un orden de importancia entre estos subindicadores para identificar cuáles de ellos eran más importantes para explicar al indicador correspondiente. En la columna de subindicadores de la tabla anterior se puede verificar que estos están ordenados de acuerdo con la importancia dada por el grupo de expertos para el Campo Tello Bombeo Mecánico área de subsuelo, para el Campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo consultar el anexo C.

Adicionalmente, se definió la relación entre los subindicadores y los indicadores relacionados para cada una de las categorías de eventos de pérdida en las cuales se definieron subindicadores. Estos resultados se presentan en la siguiente tabla para el Campo Tello Bombeo Mecánico área subsuelo, para el Campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo consultar el respectivo anexo C.

**Tabla 16. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Subsuelo. Campo Tello – Bombeo Mecánico.**

Indicador	Nivel	Subindicadores	Nivel	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Rozamiento	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Centralizadores	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto</b>	Si hay centralizadores con un buen diseño de distribución dentro del pozo, el rozamiento entre las varillas y la tubería será menor.
		Couplas desgastadas	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto-m</b>	Entre mayor haya presencia de couplas desgastadas, mayor es la presencia de rozamiento.
		Espacio varilla-tubería	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto-m</b>	Entre menor espacio haya entre la varilla y la tubería, mayor es la presencia de rozamiento.
Corrosión	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Inhibición	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto-m</b>	Entre menor sea la aplicabilidad de inhibidores, mayor será la presencia de corrosión.
		Selección del material	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto</b>	Entre mejor se selecciones el material, menor será la efectividad de la corrosión.
Manipulación de las varillas	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Almacenamiento	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto</b>	Entre mejor sea la manipulación durante el almacenamiento, menor será la probabilidad de falla.
		Instalación	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto</b>	Entre mejor sea la manipulación durante la instalación, menor será la probabilidad de falla.
Disponibilidad de equipo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Compartido con otros campos	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto-m</b>	Mientras más fácil sea el tener el equipo propio de cada campo, mayor será la disponibilidad de este.
		Equipo en mantenimiento	<b>1. Bajo</b> <b>2. Medio</b> <b>3. Alto</b>	Mientras más fácil sea el tener el equipo en buenas condiciones, mayor será la disponibilidad de este.

**Tabla 16. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Subsuelo. Campo Tello – Bombeo Mecánico. (Cont).**

Indicador	Nivel	Subindicadores	Nivel	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Fricción Pistón-Barril	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Centralizadores	<u>1. Bajo</u> <u>2. Medio</u> <u>3. Alto</u>	Si hay centralizadores con un buen diseño de distribución dentro del pozo, podrá haber una menor producción de limalla que no raye el pistón y la camisa de la bomba.
Fricción Pistón-Barril	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Abrasión	<u>1. Bajo</u> <u>2. Medio-a</u> <u>3. Alto</u>	Entre menor sea la presencia de finos en el pozo, menor es la posibilidad de que se presenten pegues o rayones en el sistema pistón-barril.
Diseño y calidad de los componentes de la bomba	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Dimensionamiento	<u>1. Bajo</u> <u>2. Medio</u> <u>3. Alto</u>	Entre mejor sea el diseño y dimensionamiento de las partes de la bomba, mejor eficiencia del equipo de fondo.
	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Calidad	<u>1. Bajo</u> <u>2. Medio</u> <u>3. Alto</u>	Entre mejor sea la calidad de las partes de la bomba, mejor eficiencia del equipo de fondo.

Fuente: Autores

### **Paso 5: Establecer la relación entre los indicadores de riesgo y los eventos de pérdida asociados a la Producción Diferida**

De igual forma como en el paso anterior, el equipo de trabajo de la Coordinación definió un orden de importancia entre los indicadores para identificar o definir cuáles de ellos eran más importantes a la hora de explicar la ocurrencia de cada uno de los tipos de eventos de pérdida. En la columna de indicadores de la tabla 16 se puede detectar que éstos están ordenados de acuerdo con la importancia dada por el grupo de expertos para el Campo Tello Bombeo Mecánico área de subsuelo, para el Campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo ver el Anexo C.

Adicionalmente, se definió la relación entre los indicadores y los eventos de pérdida. Estos resultados se presentan en la siguiente tabla para el Campo Tello Bombeo Mecánico, para el campo Tello Bombeo Electrosumergible consultar el Anexo C.

**Campo Tello Bombeo Mecánico:**

**Tabla 17. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello Bombeo Mecánico**

CATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
Varilla Partida	1. Rozamiento	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea el rozamiento mayor es la probabilidad de ocasionar ruptura de varilla.
	2. Corrosión	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la corrosión de los pozos, mayor será la probabilidad de ruptura de la varilla.
	3. Manipulación	1. <=6 2.Entre 6-10 3.>=10	Entre menor sea la manipulación de las varillas, mayor será la probabilidad de rompimiento de la varilla.
Eficiencia Equipo Subsuelo	1. Bajo nivel de fluido	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre menor sea la sumergencia de la bomba, mayor es la deficiencia del equipo.
	2. Sobredimensionamiento	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mejor sea el dimensionamiento de los componentes de la bomba, menor probabilidad que la bomba no pierda eficiencia tempranamente.
Espera de Mantenimiento del Equipo Subsuelo y Reacondicionamiento	1. Disponibilidad de Equipo Contratado	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Si hay un equipo contratado en la Coordinación, menor será la probabilidad de espera para iniciar el servicio al pozo.
	2. Aumento de producción	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre menor sea la variabilidad de la producción, menor es el tiempo de reacondicionamiento.
Daño de tubería	1. Corrosión	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la corrosión de los pozos, mayor será la probabilidad de ruptura de la tubería.

**Tabla 17. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello Bombeo Mecánico. (Cont).**

Daño de tubería	2. Calidad	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la calidad de la tubería instalada, menor será la posibilidad de ruptura.
Falla Bomba	1. Fricción Pistón-Barril	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la fricción entre el pistón y el barril rápidamente habrá un deterioro del equipo lo que ocasionará falla prematura en la bomba.
	2. Diseño y calidad de componentes de la bomba	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mejor sea el diseño y la calidad de los componentes de la bomba, menor probabilidad que la bomba falle.
	3. Bajo nivel de fluido	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Si la bomba cuenta con una buena sumergencia, tendrá menos posibilidad de fallar.

Fuente: Autores

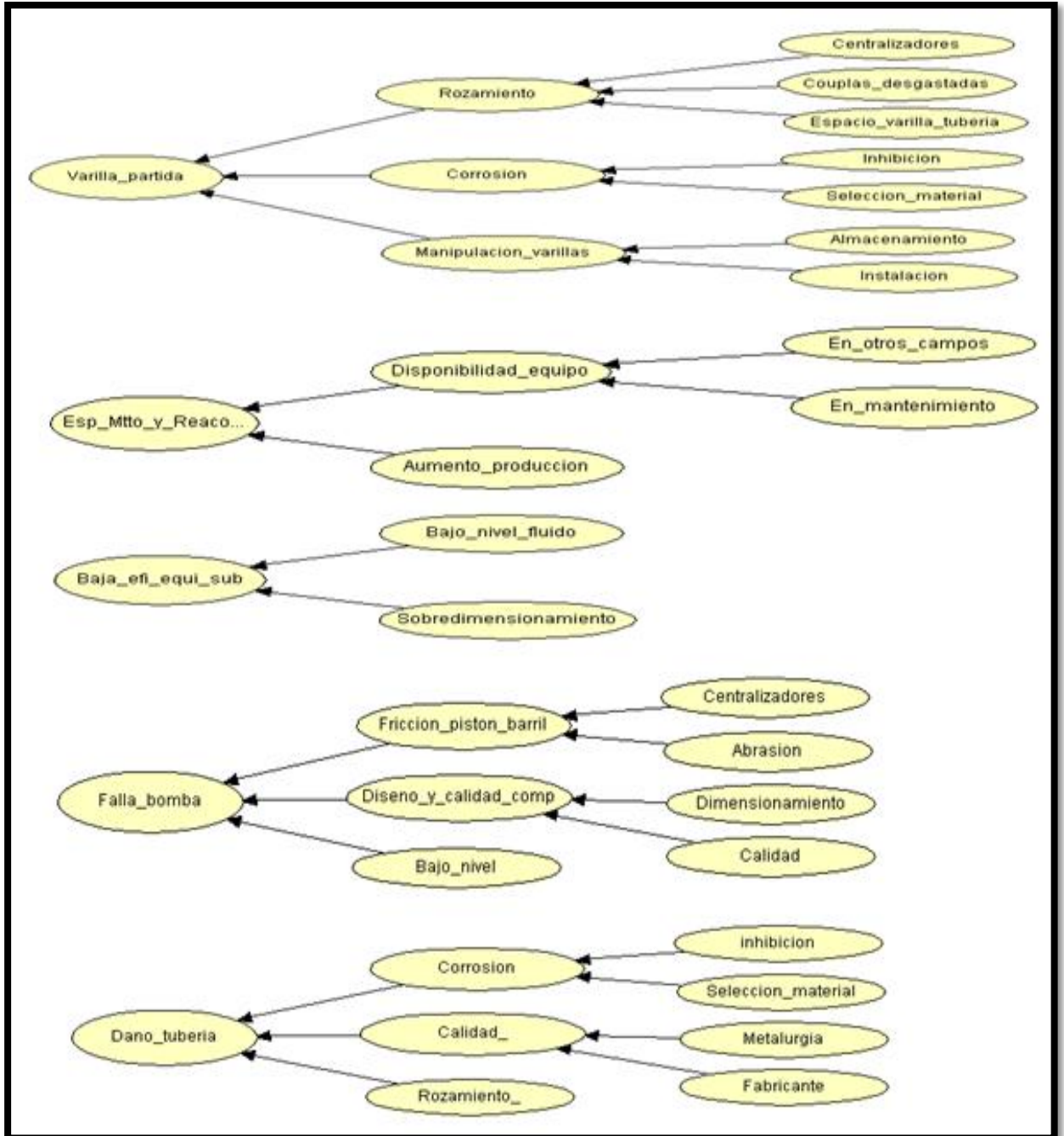
### **Paso 6: Construir modelo de redes bayesianas**

La construcción del modelo de Redes Bayesianas se efectuó en dos pasos: Definición de las Variables y Estimación de las Probabilidades Condicionales.

### **6.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES**

Las variables de la Red Bayesiana corresponden a las diferentes categorías de eventos de pérdida y a los indicadores y subindicadores de Riesgo definidos para cada categoría. La Red Bayesiana, construida con la ayuda del software Hugin, se muestra en la Figura 15 para el Campo Tello Bombeo Mecánico área de subsuelo, para el Campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo consultar el respectivo Anexo C.

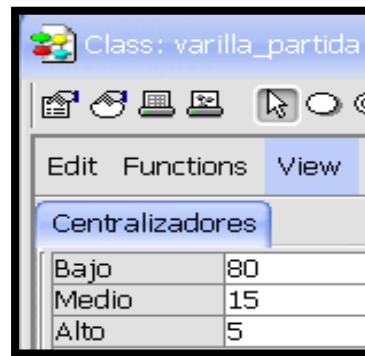
Figura 14. Red Bayesiana para la Medición del Riesgo Asociado a Perdidas Diferidas Campo Tello – Bombeo Mecánico – Categoría Subsuelo



Fuente: Software Hugin Lite modificado por los Autores

Para cada uno de los subindicadores o indicadores que no dependen de otros indicadores, se debe fijar el nivel en el cual se encuentra actualmente cada grupo de pozos, de acuerdo con lo definido por el equipo de trabajo. Por ejemplo, para el subindicador Centralizadores, el equipo de trabajo definió los niveles Alto, Medio y Bajo y, consideraron que el Campo Tello Bombeo Mecánico no tiene la suficiente cantidad instalados en las varillas de los pozos. Esto se muestra en la Figura 16.

**Figura 15. Nivel de Indicadores y Subindicadores para la Medición del Riesgo Asociado a Perdidas Diferidas Campo Tello – Bombeo Mecánico – Categoría Subsuelo, Subcategoría Varilla Partida, Indicador Rozamiento y Subindicador Centralizadores.**



Class: varilla_partida	
Centralizadores	
Bajo	80
Medio	15
Alto	5

Fuente: Software Hugin Lite modificado por los Autores

De igual forma se definieron para los demás subindicadores. Para los nodos que dependen de otros nodos, se definirá las probabilidades condicionales en el siguiente paso.

#### 6.4 ESTIMACIÓN DE LAS PROBABILIDADES CONDICIONALES

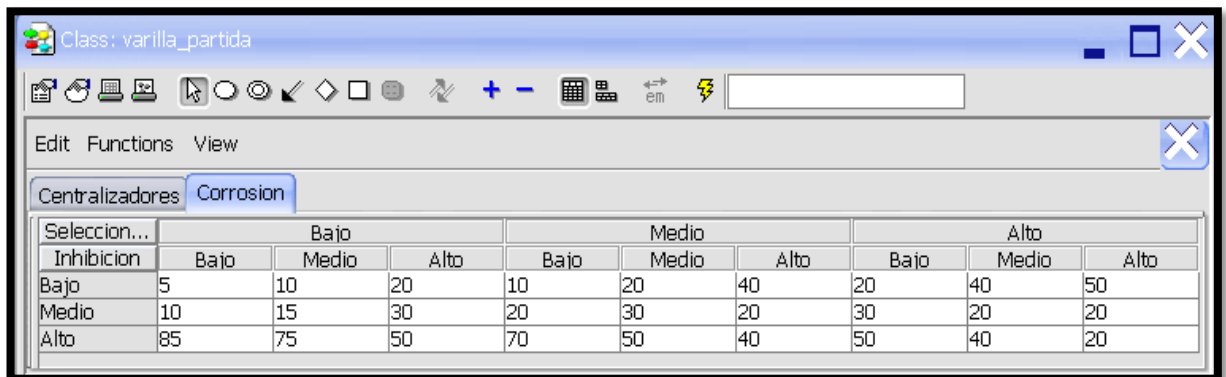
las probabilidades condicionales se estimaron con base en el orden de importancia y las relaciones entre subindicadores e indicadores y entre indicadores y las subcategorías de los eventos de pérdida, definidos en los pasos 4 y 5.

Primero, se estimaron las probabilidades condicionales para los indicadores que dependían de subindicadores. Para ello, se estimó la probabilidad de ocurrencia de cada nivel del indicador principal dado los diferentes niveles en los subindicadores de los cuales dependía. Por ejemplo, para el Corrosión, para el

cual se definieron dos subindicadores, se estimaron las probabilidades que se muestran en la Figura 17.

De esta forma, si la selección del material es inadecuada (baja) y la inhibición es alta, el equipo de trabajo estimó que la presencia de corrosión será baja con una probabilidad del 20%, medio con probabilidad del 30%, y alta con una probabilidad de 50%.

**Figura 16. Probabilidades condicionales para el indicador Corrosión. Campo Tello – Bombeo Mecánico.**



Selección...	Bajo			Medio			Alto		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
Inhibición									
Bajo	5	10	20	10	20	40	20	40	50
Medio	10	15	30	20	30	20	30	20	20
Alto	85	75	50	70	50	40	50	40	20

Fuente: Software Hugin Lite modificado por los Autores

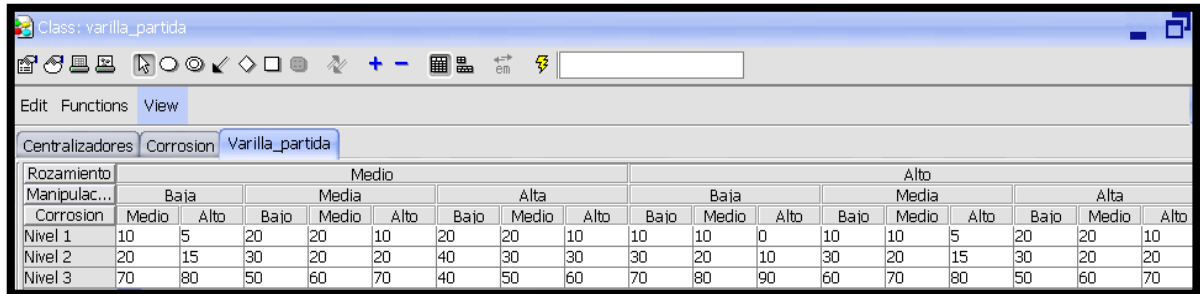
Las probabilidades para los demás indicadores que dependían de subindicadores se estimaron de la misma forma.

Posteriormente, se estimaron las probabilidades condicionales para cada una de las categorías de eventos de pérdida dada la relación con los diferentes indicadores de riesgo.

Por ejemplo, para la categoría varilla partida del Campo Tello Bombeo Mecánico, si el indicador rozamiento esta alto, el indicador manipulación esta alto, y el indicador corrosión es bajo, entonces la probabilidad de que se presenten pérdidas en horas de nivel 1 sera del 20%, de nivel 2 será del 30% y de nivel 3 será del 50%, tal como aparece en la Figura 18.



**Figura 17. Probabilidades condicionales para la subcategoría Varilla Partida. Campo Tello – Bombeo Mecánico.**



Rozamiento		Medio									Alto								
Manipulac...		Baja			Media			Alta			Baja			Media			Alta		
Corrosion		Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	
Nivel 1		10	5	20	20	10	20	20	10	10	10	0	10	10	5	20	20	10	
Nivel 2		20	15	30	20	20	40	30	30	30	20	10	30	20	15	30	20	20	
Nivel 3		70	80	50	60	70	40	50	60	70	80	90	60	70	80	50	60	70	

Fuente: Software Hugin Lite modificado por el Autor

Las probabilidades condicionales para las demás categorías de eventos de pérdida asociada a la producción diferida, se estimaron de la misma forma.

### Paso 7: Validar el modelo de redes Bayesianas

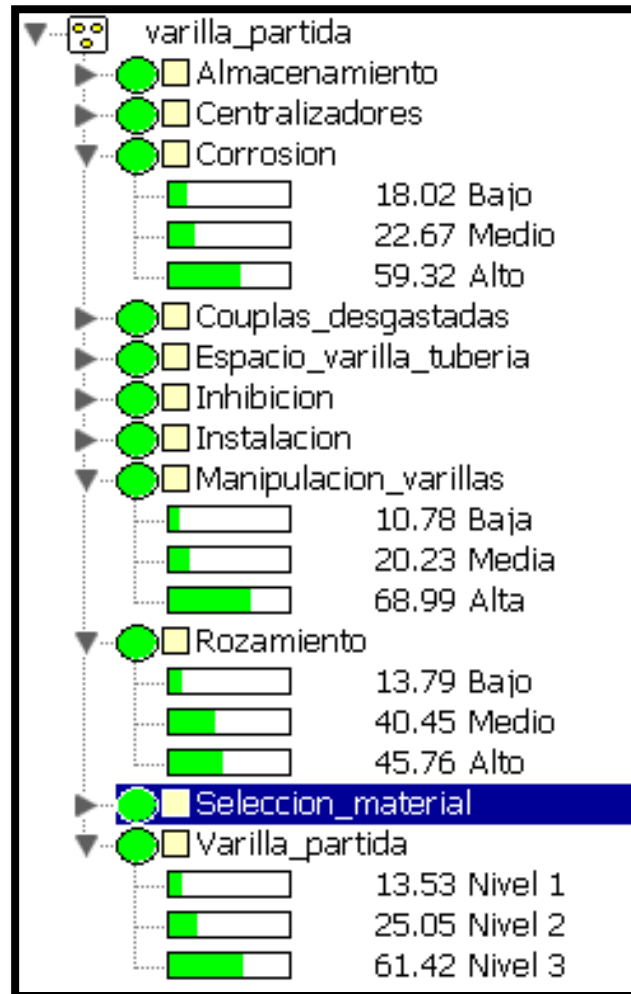
En este paso, solo fue posible validar la información de Bombeo Mecánico, ya que para ello si se contó con una información bien sólida y completa. Lo que se hizo fue coger la información histórica extractada de las bases de datos como Dims, Fielview y Profile y confrontarla con la información que fue suministrada por los expertos (por medio de reuniones y encuestas) para determinar qué tanta similitud o desproporción existía entre las dos y así poder reunir y disponer de una excelente información a la hora de alimentar el software, además también fue posible saber que tan confiable era dicha información que se encontraba en dichas bases de datos, ya que a veces se cometen errores humanos en el momento de introducir esta información.

De igual forma es muy importante saber que el modelo planteado permite actualizar fácilmente las probabilidades en caso de que se tenga nueva información.

Una vez desarrollado los primeros 7 pasos de la metodología se obtiene la distribución de probabilidad para cada una de las categorías de los eventos de pérdidas asociados a la producción diferida.

A continuación las distribuciones de probabilidad para el Campo Tello Bombeo Mecánico área de subsuelo, para el campo Tello Bombeo Electrosumergible área de subsuelo, consultar el Anexo C.

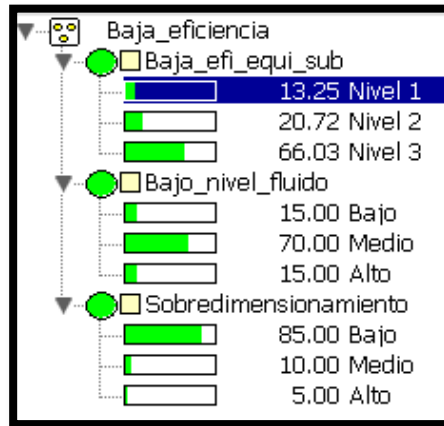
**Figura 18. Distribución de Probabilidad para la Categoría Varilla Partida, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico**



Fuente: Software Hugin Lite modificado por el Autor

En la Figura 19, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 300 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Varilla Partida es de 13.53%. Esta probabilidad es bastante baja si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras categorías. Los indicadores más influyentes que pueden estar generando este riesgo asociado a la producción diferida son, la falta de un programa intensivo de control de corrosión y el inadecuado manejo dado a las varillas durante cualquier operación que implique su manipulación.

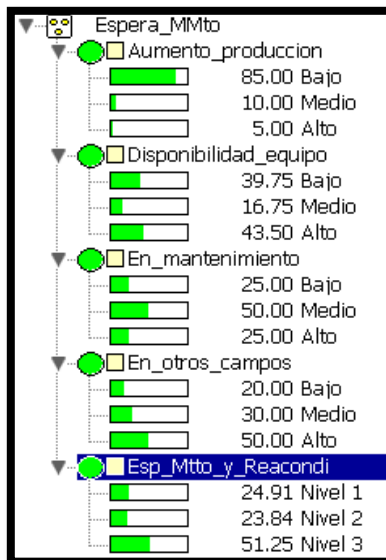
**Figura 19. Distribución de Probabilidad para la Categoría Baja eficiencia del equipo de subsuelo, área de subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico**



Fuente: Software Hugin Lite modificado por el Autor

En la Figura 21, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 300 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Eficiencia del Equipo de Subsuelo es de 13.25%. Esta probabilidad está en un nivel bastante bajo si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras categorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es la baja sumergencia que presentan las bombas para este campo.

**Figura 20. Distribución de Probabilidad para la Categoría Espera de Mantenimiento del equipo de subsuelo y Reacondicionamiento, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico**

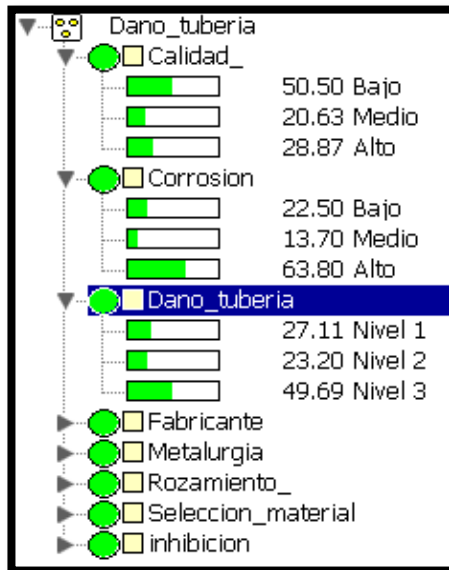


Fuente: Software Hugin Lite modificado por el Autor

En la Figura 21, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 300 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Esperando Equipo de Mantenimiento de Subsuelo y/o Reacondicionamiento es de 24.91%. Esta probabilidad está en un nivel medio si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras categorías.

El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es la Disponibilidad del Equipo contratado Propio para la Coordinación.

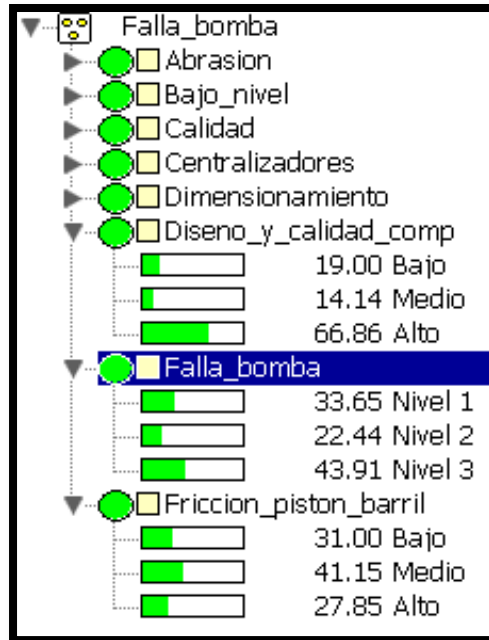
**Figura 21. Distribución de Probabilidad para la Categoría Daño de Tubería, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico**



Fuente: Software Hugin Lite modificado por los Autores

En la Figura 22, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 300 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por el servicio de Reposición de Tubería es de 27.11%. Esta probabilidad está en un nivel medio si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras categorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el no uso de los centralizadores, una inadecuada preferencia para con un fabricante en particular y la corrosión al interior del pozo.

**Figura 22. Distribución de Probabilidad para la Categoría Falla Bomba, área de Subsuelo. Campo Tello - Bombeo Mecánico**



Fuente: Software Hugin Lite modificado por el Autor

En la Figura 23, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 300 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por una Falla en la Bomba de Subsuelo es de 33.65%. Esta probabilidad está en un nivel alto si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras categorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el bajo nivel de fluido y la fricción existente entre el pistón y el barril aumentada por la presencia de finos.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### **SOBRE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DIFERIDA**

1. La identificación y administración de los diferentes tipos de riesgos en las empresas petroleras, son temas muy importantes para el desarrollo, funcionamiento y permanencia de las mismas en el tiempo, como insumos esenciales para la toma de decisiones.

2. Los eventos de pérdida que se pueden presentar ocasionados por la exposición al riesgo operativo asociado a la producción diferida pueden tener un alto impacto en el funcionamiento del campo. Por tal motivo, el proceso de administración de riesgo es un tema de estudio reciente a nivel mundial, que actualmente ha tomado mucha importancia especialmente en las principales entidades financieras del mundo que son sometidas a cumplimientos regulatorios. Para el caso de las pérdidas asociadas a la producción diferida, apenas se está iniciando este tipo de análisis de riesgo para minimizarlas.

3. En la mayoría de las empresas petroleras que operan en Colombia, el concepto de riesgo operativo sólo está empezando a ser entendido, y la gestión del mismo se realiza, principalmente, con base en controles internos y auditorias soportadas por algún tipo de proceso de certificación. Este tipo de procesos pueden ayudar a identificar las fuentes de exposición al riesgo operativo, pero no permiten cuantificarlo. Por tal motivo, resulta interesante el diseño de metodologías y modelos que permitan no sólo identificar, sino cuantificar más precisamente este tipo de riesgo asociado a la producción diferida.

### **SOBRE LA METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y MEDICIÓN DEL RIESGO OPERATIVO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DIFERIDA.**

1. Las metodologías aplicadas en las diferentes empresas e incluso en ECOPETROL S.A., para la identificación y medición del riesgo operativo, son metodologías descendentes que se basan en medidas amplias del riesgo operativo, que para nuestro caso nunca se han aplicado para la identificación y medición del riesgo asociado a la producción diferida. Adicionalmente, las empresas petroleras más poderosas están diseñando y aplicando metodologías ascendentes o avanzadas que permiten identificar y cuantificar con mayor precisión el nivel de exposición a este tipo de riesgo. Estas metodologías están, generalmente, asociadas a modelos estadísticos, debido a que dichas empresas

cuentan con amplias bases de datos con información histórica sobre los eventos de pérdida, lo cual permite la aplicación de este tipo de metodologías.

2. Para aplicar metodologías avanzadas para la identificación y cuantificación del riesgo operativo asociada a la producción diferida en las empresas operadoras de campos petroleros colombianas, se debe tener en cuenta que la información histórica sobre los eventos de pérdida no está bien codificada y en muchos casos nuestras bases de datos presentan deficiencia en poder describir cual es el verdadero evento que causo la pérdida. Teniendo en cuenta esta limitación, la metodología desarrollada y presentada en este documento permite tener en cuenta las cuatro fuentes de información existentes para la identificación y cuantificación del riesgo operativo en las empresas operadoras de campos petroleros, las cuales son: eventos de pérdida internos, eventos de pérdida externos, indicadores de riesgo y juicios de los expertos.

3. La Metodología para la Identificación y Cuantificación del Riesgo Operativo asociada a la producción diferida diseñada consta de siete pasos que permiten, no sólo identificar las principales fuentes de riesgo operativo, sino también cuantificar el grado de exposición de estas.

4. El proceso de recolección de la información, tanto cualitativa como cuantitativa, es de necesaria importancia para la aplicación de la metodología. Por un lado, debido a la necesidad de definir categorías de eventos de pérdida, indicadores de riesgo y relaciones entre éstos. El grupo de personas que suministren esta información debe conocer detalladamente el funcionamiento de los procesos de los campos que estén siendo evaluados. Es importante, para tener en cuenta la información histórica sobre los eventos de pérdida, que se debe contar con bases de datos confiables, bien organizados y que ojala, estén soportados por un sistema de gestión de calidad o algo similar.

5. El principal inconveniente que se podría presentar al aplicar la metodología, es la posibilidad de definir un número excesivo de categorías de pérdida e indicadores de riesgo de tal manera que dificulte la definición de las relaciones entre éstos y la estimación de las probabilidades subjetivas.

6. A pesar de haber sido diseñada para cualificar y cuantificar el riesgo asociado a la producción diferida, la metodología puede aplicarse en otro tipo de proceso de los campos realizando ajustes en algunos de los siete pasos definidos, como por ejemplo en la aplicación sistematizada del RCFA, entre otras.

7. La Metodología para la Identificación y Cuantificación del Riesgo Operativo asociado a la producción diferida desarrollada y presentada en este documento representa un avance importante en el estudio del tema del riesgo operativo, para las empresas petroleras colombianas.
  
8. La metodología aplica herramientas de toma de decisiones, representando un aporte importante para la investigación de Análisis de Decisiones y Gestión de Riesgos de ECOPEPETROL S.A.
  
9. De la misma manera, el desarrollo y aplicación de esta metodología puede ser usada como una forma del aseguramiento de la gestión del conocimiento en la Coordinación, donde la retención del personal de experiencia es mínima, producto de la gran demanda de profesionales que se está dando actualmente en el mercado.
  
10. La Metodología para la Identificación y Cuantificación del Riesgo Operativo asociada a la producción diferida, está estructurada para ser usada de forma fácil por el personal operacional en la toma de decisiones. Además, la metodología puede ser aplicada a casos específicos donde se requiera tomar decisiones.
  
11. La Metodología para la Identificación y Cuantificación del Riesgo Operativo asociada a la producción diferida para minimizar las pérdidas de producción, ayudará a cumplir con algunos objetivos estratégicos como son los de alcanzar los 500.000 barriles de crudo diarios equivalentes y mejorar la competitividad operativa con eficiencia en costos. Adicionalmente, podrá ser la base para estructurar un proceso sostenido, para la gestión de activos a través de conceptos como RCFA (Análisis de Falla Causa Raíz), TMEF (Tiempo Medio entre Falla), y TMFR (Tiempo Medio para Reparación).

### **SOBRE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL CAMPO TELLO**

1. Es muy importante que el equipo de trabajo del campo entienda detalladamente el funcionamiento de la Metodología de Identificación y Cuantificación del Riesgo Operativo asociado a la producción diferida, ya que esto le permitirá realizar cambios sobre la misma para incorporar las nuevas fuentes de información que vayan surgiendo.
  
2. Una vez validada y entendida, esta metodología puede aplicarse en subprocesos del campo para poder estimar más precisamente el nivel de



exposición al riesgo operativo asociado a la producción diferida y podrá ser aplicada a todos los campos de la Coordinación.

3. Es de particular importancia orientar esfuerzos hacia el rediseño de la base de datos FieldView, en la cual se incorporen datos más organizados con información sobre los eventos de pérdida e indicadores que se vayan presentando. Esto permitirá obtener resultados más precisos al aplicar la metodología en el futuro.

4. Es importante para la Coordinación acoger las prácticas y recomendaciones generales para la identificación, medición, monitoreo y control del riesgo operativo, para implementar una estructura organizacional para la gestión del riesgo operativo asociada a la producción diferida, generando proyectos que minimicen las pérdidas a corto, mediano y largo plazo.

## BIBLIOGRAFIA

ALEXANDER, C. (2.002). Advanced Risk Management. IFF.

BASEL COMMITTEE ON BANKING SUPERVISION (2.001). The New Basel Capital Accord.

BASEL COMMITTEE ON BANKING SUPERVISION (2.001). Working Paper on the Regulatory Treatment of Operational Risk.

BASEL COMMITTEE ON BANKING SUPERVISION (2.002). Operational Risk Data Collection.

BASEL COMMITTEE ON BANKING SUPERVISION (2.003). The 2002 Loss Data Collection Exercise for Operational Risk: Summary of the Data Collected.

BODIE y MERTON. (2.000) Finanzas, 1 Edición (pp. 215-237).

BRAVO, O. y SÁNCHEZ M. (2.006). Gestión Integral de Riesgos.

CASTILLO, M. (2.006). Toma Decisiones en las Empresas. Entre el Arte y la Técnica. Uniandes, Bogotá, Colombia.

COLEMAN, R. (Junio, 2.000). Using Modelling in Operational Risk Management. Conference "Operational Risk in Retail Financial Services".

ECOPETROL S.A. DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN Y RIESGOS (2.005). Manual de Riesgos. Valoración de Riesgo para Proyectos Petroleros, Bogotá, Colombia.



ECOPETROL S.A. DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN Y RIESGOS (2.006). Instructivo para el Uso de la Matriz de Evaluación de Riesgos, Bogotá, Colombia.

HIWATASHI, J. (2.002). Solutions on Measuring Operational Risk. Capital Markets News.

HIWATASHI, J. (2.002). Advancing Operational Risk Management Using Japanese Banking Experiences. Federal Reserve Bank of Chicago.

JORION, P. (2.000). Value at Risk: the New Benchmark for Managing Financial Risk. 2ed. McGraw-Hill.

LEE, A. Y. (1.999). Corporate Metrics Technical Document. RiskMetrics Group.

LUENBERGER, D. G. (1.998). Investment Science. Oxford University Press.

MENDOZA, A. J. (2.004). Diseño de una Metodología para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo en Instituciones Financieras. Tesis de Maestría no publicada. Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Recuperado el 23 de Abril de 2006, de <http://biblioteca.uniandes.edu.co>.

NEIL, M. y TRANHAM (2.002). Using Bayesian Networks to predict Op Risk, Operational Risk.

ROEHR, A. (2.002). Modelling Operational Losses. ALGO Research Quarterly, Vol. 5, No.2.

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL SOH (2.005). Manual. Ecopetrol S.A. Coordinación Producción Huila.

SMITHSON, C. W. (1.998) Managing Financial Risk. 3ª ed. McGraw-Hill. pp. 550-573.



# ANEXOS

**Anexo A.**  
**ENCUESTA PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS E INDICADORES DE**  
**PÉRDIDAS OPERATIVAS ASOCIADAS A PRODUCCIÓN DIFERIDA PARA EL**  
**CAMPO TELLO DE ECOPETROL S.A.**

Esta encuesta tiene como propósito recopilar información sobre los eventos de pérdida debidas al riesgo operativo que está causando la producción diferida, así como sobre los principales indicadores que pueden alertar sobre la ocurrencia de este tipo de pérdidas.

**Sección I: Información General**

1. Describa las principales actividades y/o procesos de su área de trabajo en los que usted se encuentra involucrado. Se incluye todo tipo de personal.

**Sección II: Eventos de Pérdida**

2. Teniendo en cuenta las actividades y/o procesos en los que usted participa, establezca el número aproximado de operaciones en las que podrían ocurrir las diferentes categorías de los eventos de pérdida para el área de subsuelo asociada a producción diferida definidas en la Tabla 3 durante un año. Esta podrá ser extractada de la base de datos FieldView, si son confiables.

**Tabla 18. Número de Operaciones Sujetas a Pérdidas Operativas asociadas a Producción Diferida**

Categorías de Eventos	Número de Operaciones Anuales Sujetas a este tipo de Pérdidas
Varilla partida	$n_1$
Espera de mantto. Equipo de subsuelo	$n_2$
Reposición de tubería	$n_3$
Falla de la bomba	$n_4$
.	.
.	.
.	$n_x$

Fuente: Autores

3. Enumere los principales eventos de pérdida debidos al riesgo operativo asociado a la producción diferida que han ocurrido durante los últimos años en los procesos de su línea de negocio en los cuáles usted participa. Establezca el año de ocurrencia del evento, las horas de pérdida asociada y clasifíquelo dentro de las categorías definidas en la Tabla A4 correspondientes al área de subsuelo.

**Tabla 19. Frecuencia de Eventos de Pérdida**

Eventos de Pérdidas	Año de Ocurrencias	Clasificación en las categorías	Pérdidas (en Horas)
1.			
2.			
3.			

Fuente: Autores

4. Defina diferentes niveles de severidad para los posibles eventos de pérdida, de acuerdo con el monto de la pérdida en horas. Defina, tanto el número de niveles como el rango de valores asociado a cada nivel. Por ejemplo, se podrían definir 3 niveles de la siguiente manera:

Nivel 1, si el monto de la pérdida es menor a 200 horas; Nivel 2 si el monto de la pérdida está entre 200 y 800 horas; Nivel 3, si el monto de la pérdida es superior a 800 horas.

Sección III: Indicadores de Riesgo

5. Para cada una de las categorías de eventos de pérdida presentadas en la Tabla A4, identifique indicadores de riesgo que pueden alertar sobre la ocurrencia de eventos de pérdida de este tipo.

**Tabla 20. Indicadores de Riesgo Asociados a Producción Diferida**

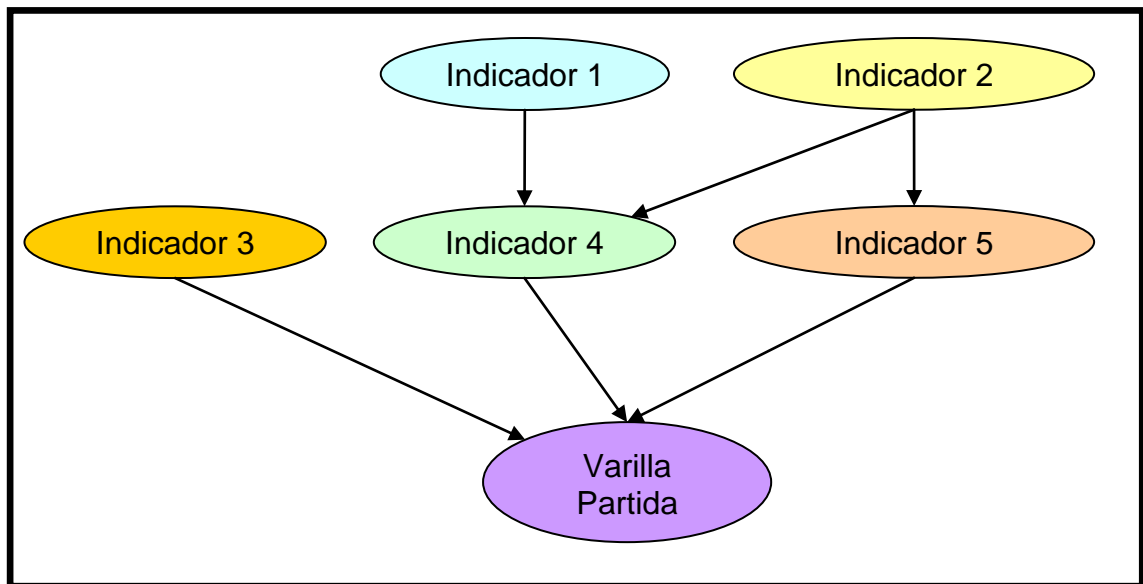
Categorías de los Eventos	Indicadores de Riesgo
Varilla Partida	Indicador 1, Indicador 2...
Eficiencia Equipo Subsuelo	Indicador 1, Indicador 2...
Reposición de tubería	Indicador 1, Indicador 2...
Falla de la bomba	Indicador 1, Indicador 2...

Fuente: Autores

Se debe tener en cuenta, que existe la posibilidad de identificar indicadores que, a su vez, dependan de otros indicadores.

Por ejemplo, para la categoría Varilla Partida, se podrían identificar dos indicadores que pueden alertar sobre la posible ocurrencia de este tipo de evento. Sin embargo, si uno de los indicadores no es claramente observable, se pueden identificar otros indicadores que ayuden a explicar este indicador, tal como se muestra en el siguiente gráfico.

**Figura 23. Indicadores y Sub – Indicadores**



Fuente: Autores

6. Defina diferentes niveles para cada uno de los indicadores identificados en la pregunta anterior. Adicionalmente, para cada uno de los indicadores, determine el nivel en el cuál usted cree que se encuentran ubicados sus pozos.

7. En caso de tener indicadores que dependan de otros indicadores, defina un orden de importancia entre los sub-indicadores que permita establecer cuáles son más importantes a la hora de explicar los indicadores principales. Adicionalmente, establezca la relación entre los sub-indicadores y los indicadores principales.

8. Defina un orden de importancia entre los indicadores de riesgo identificados para cada una de las categorías de eventos de pérdida y, de la misma manera, establezca la relación entre los indicadores de riesgo y la posibilidad de que ocurran los eventos de pérdida.

9. Por similitud de características de riesgo operacional de pérdidas asociadas a la producción diferida, se formaran grupos de pozos con características semejantes o muy parecidas (de igual sistema de levantamiento).

**Tabla 21. Clasificación de los eventos de pérdidas Asociados al Riesgo Operativo del equipo de subsuelo de la Coordinación Producción Huila.**

CATEGORÍA	DESCRIPCION	EJEMPLOS DE ACTIVIDADES
1. Reposición de Tubería	Frecuencia con que se realizan cambios de tubería en el campo y/o pozo	Fluidos de pozo Corrosivos Producción de Arena Rediseños Geometría del pozo Edad de tubería Calidad Procedimientos
2. Reacondicionamiento	Nivel de dificultad para realizar reacondicionamiento de los pozos del campo	Producción de Arena Problemas Mecánicos Producción de Agua Producción de Gas Planeación del trabajo Supervisión de ejecución del trabajo Servicio a pozos por falla al sistema de subsuelo
3. Espera de mantenimiento Equipo de Subsuelo	Nivel de espera desde la falla del pozo hasta cuando entra el equipo de mantenimiento de subsuelo	Disponibilidad de equipo Operaciones en Dina – Tello Operaciones en Coordinación Tolima
4. Espera Reacondicionamiento	Nivel de espera desde la falla del pozo hasta cuando entra el equipo de workover	Disponibilidad de equipo Operaciones en Dina – Tello Operaciones Coordinación Tolima



**Tabla 21. Clasificación de los eventos de pérdidas Asociados al Riesgo Operativo del equipo de subsuelo de la Coordinación Producción Huila. (Cont).**

<b>CATEGORÍA</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>EJEMPLOS DE ACTIVIDADES</b>
5. Falla Bomba	Nivel de frecuencia de falla de bomba	Mecánica Supervisión Técnica Diseño Fracción de fluidos Energía y/o Gas Viscosidad de los fluidos
6. Mantenimiento Equipo de Subsuelo	Nivel de demora en el trabajo de mantenimiento de subsuelo	Profundidad Producción de Agua Producción de Gas Planeación del trabajo Supervisión de ejecución del trabajo Tipo de trabajo
7. Sistema de Levantamiento	Nivel de demora en el cambio del sistema	Falta de equipos
8. Eficiencia Equipo de Subsuelo	Nivel de Pérdidas por eficiencia de equipo	Pérdida de eficiencia de un componente del equipo
9. Producción del pozo	Comportamiento de la producción	Disminución de aportes del pozo
10. Varilla Partida	Frecuencia de cambios de varilla o sarta de varillas	Fluidos de Pozos corrosivos Producción de Arena Producción de Gas Calidad Procedimientos Ciclos Rediseños tipo "remiendo" Profundidad Nivel de fluido Rozamiento Carga de tensión o compresión

Fuente: Autores

## **Anexo B REDES BAYESIANAS**

Estas redes, también llamadas Redes Probabilísticas Causales o Redes Causales, son una red gráfica que representan las relaciones de causalidad probabilística entre variables y cuyo funcionamiento sigue la rigurosidad del Teorema de Bayes. Aunque la base conceptual del Teorema de Bayes, fuera del alcance de estas notas, es algo antigua, se requiere de trabajo computacional y de algoritmos que permitan navegar en la red para lograr los resultados esperados con base en información a priori o nueva información de acuerdo a la evidencia de sucesos que se vayan registrando.

Actualmente existe software especializado como el Hugin Lite, el cual es una potente herramienta interactiva que permite la construcción y ejecución de Redes Bayesianas complejas con gran facilidad.

Formalmente, una Red Bayesiana puede ser definida como sigue:

**Definición.** Una Red Bayesiana es un par  $(G, P)$ , donde  $G = (V, E)$  es una gráfica acíclica dirigida (DAG, por sus siglas en inglés), formada por un set de finitos nodos,  $V$ , y líneas de interconexión de nodos,  $E$ ; y  $P$  es un set de distribución de probabilidades condicionales.

La red tiene la siguiente propiedad:

A cada nodo representando una variable  $A$ , con nodos padre representando variables  $B_1, B_2, \dots, B_n$ ; le es asignado un tabla de probabilidad condicional (CPTs) representando  $P(A | B_1, B_2, \dots, B_n)$ .

Los nodos representan variables aleatorias y, las líneas representan las relaciones causales entre variables. Las tablas de probabilidad condicional (CPTs) cuantifican esta relación de dependencia: a cada variable le es asignada una CPT de acuerdo a la influencia de sus nodos padre. Para variables sin padres (ninguna línea apunta hacia ellas), no hay CPTs, si no, una distribución incondicional, también llamada marginal.

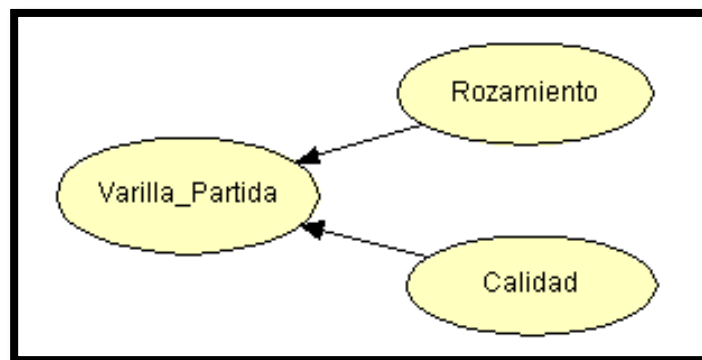
Con el ánimo de poder ser más explícitos con el concepto de una Red Bayesiana, es conveniente mostrar a través de un ejemplo su funcionalidad. Tal ejemplo, muestra de manera muy sencilla la aplicación del modelo gráfico de una red

Bayesiana en el análisis de un problema causal probabilístico. Se trata pues, de averiguar cuál es la posibilidad de que una sarta de varillas falle (parta varillas) dada la evidencia causal del rozamiento y el diseño de la sarta de varillas.

Para empezar, cabe advertir que es necesario tener conocimientos básicos acerca del funcionamiento del software Hugin Lite, para la construcción y puesta en marcha de una red bayesiana, lo cual fácilmente puede lograrse con la lectura de su manual de usuario.

Para poner en marcha una red bayesiana, lo primero que hay que hacer es construir su representación cualitativa.

**Figura 24. Representación cualitativa de la red bayesiana para el ejemplo considerado.**



Fuente: Software Hugin Lite

Una vez realizado esto, se deben especificar los estados y las tablas de probabilidad condicional (CPTs) de cada nodo. Para este caso, Rozamiento tiene dos estados: “Hay” y “No hay”, Calidad tiene dos estados: “Buena” y “Mala”, y Varilla\_Partida tiene dos estados: “Si” y “No”. La distribución incondicional de los nodos Rozamiento y Calidad y la CPT del nodo Varilla\_Partida, son los “valores clave” que indican el estado actual de la situación y las relaciones de causalidad entre las variables, por los cual deben ser ingresados con el mayor cuidado posible.

Estos valores fueron especificados por los ingenieros de producción tal y como se muestra en la Fig. 25.

**Figura 25. Distribución incondicional y CPT del ejemplo.**

Varilla_Partida				
Calidad	Buena		Mala	
Rozamiento	Hay	No hay	Hay	No hay
Si	0.75	0.2	0.85	0.5
No	0.25	0.8	0.15	0.5

Rozamiento	
Hay	0.8
No hay	0.2

Calidad	
Buena	0.8
Mala	0.2

Fuente: Software Hugin Lite

De lo anterior, puede notarse que entre más condiciones causales tenga un nodo, su CPT será cada vez mayor y podría llegarse a un punto donde se haga inmanejable dado su gran tamaño. Por esta razón, cuando se involucran muchas dependencias causales en una misma situación, se debe optar por considerar solo aquellas que impactan fuertemente a la variable considerada. Tal es el caso de las 11 dependencias causales que afectan a la variable Varilla Partida de Campo Tello, en donde solo se consideran las principales de acuerdo a la influencia jerárquica descendiente mostrada en la tabla 1. (Resultados Encuesta).

Por otro lado, hay que tener en cuenta que las CPTs de cualquiera de las variables consideradas son aplicables a prácticamente cualquier campo de producción de crudo, puesto que estas indican relaciones de causalidad universales que se sucederían independientes de las situaciones particulares de cada campo; en tanto que la distribución marginal de los nodos sin padre (externos) si son información particular del caso en estudio.

Construida la red, esta deberá compilarse para comprobar que el proceso de construcción fue exitoso. El compilador chequea conjuntamente que se cumpla su definición de gráfico acíclico dirigido, es decir, que no haya un camino que empiece y termine en un mismo nodo y, que para cada nodo la suma de la probabilidad de sus diferentes estados sea igual a 1. Sí hay una columna que no sume 1, el compilador normalizará los valores y “de todas formas la red se ejecutará”.

Finalmente, la red debe ser puesta en marcha para que entonces los resultados sean analizados y se hagan las respectivas pruebas de sensibilidad de tal manera que se encuentren los puntos débiles que haya que atacar.

En una situación de decisión, el concepto que se tiene acerca de lo que está pasando algunas veces cambia cuando se aprenden más acerca de la situación. Es el caso de lo que pasaría si se supiese que se ha puesto en marcha un programa de implementación de centralizadores y que la presencia de couplas desgastadas ha disminuido drásticamente en los últimos servicios a pozos y, que bajo muy pocas circunstancias pueden estos volver a sufrir por problemas de fricción. Entonces el estado de fricción podría ser setiado como bajo y, este pequeño impacto sería visto en la red como una perturbación que se propaga a través de ella por un mecanismo de paso de información entre variables vecinas.

Por todo lo anterior, y dado que una red bayesiana es usada para modelar situaciones que de alguna manera involucran incertidumbre, esta aplicación es cada vez más utilizada en diferentes ciencias, involucrando casi cualquier tipo de variable (técnicas, económicas, financieras, ambientales, etc.) y en donde la relación causa-efecto es el factor predominante en el análisis.

### Anexo C INDICADORES Y SUBINDICADORES CAMPO TELLO – BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

**Tabla 22. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de subsuelo. Campo Tello – Bombeo Electrosumergible**

CATEGORIA	INDICADORES			SUBINDICADORES		
	INDICADORES	DESCRIPCION	NIVEL	SUBINDICADORES	DESCRIPCION	NIVEL
Eficiencia equipo de subsuelo	1. Aporte de sólidos de la formación	Nivel de incrustación de sólidos de la formación en la bomba	1. Bajo	Programa de control de sólidos	Nivel de aplicación del programa	1. Si
			2. Medio			<b><u>2. No</u></b>
			3. Alto			
	2. Calidad del agua de producción	Nivel de incrustación del agua de producción en las partes del equipo	1. Baja	Programa de inhibición de carbonatos en la sarta en la tubería	Nivel de aplicación del programa	1. Bajo
			2. Media			<b><u>2. Medio</u></b>
			3. Alta			3. Alto
Espera de mantenimiento del equipo de subsuelo y reacondicionamiento	1. Disponibilidad de equipo contratado	Facilidad de tener equipo ya contratado.	1. Bajo			
			<b><u>2. Medio</u></b>			
			3. Alto			
	2. Equipo en operaciones en otro campo o pozo	Espera de equipo trabajando en otro campo o pozo	1. Nunca			
			<b><u>2. A veces</u></b>			
			3. Siempre			
	3. Tiempos de reparación del sistema	Nivel de espera en la reparación del sistema	1. Menor a 18 horas			
			<b><u>2. Entre 18 - 24 horas</u></b>			
			3. Mayor a 24 horas			

**Tabla 22. Indicadores y Subindicadores de riesgo para el área de subsuelo. Campo Tello – Bombeo Electrosumergible. (Cont).**

Reposición de tubería	1. Taponamiento de tubería.	Nivel de incrustación del agua de producción en las partes de la bomba	1. Bajo	Programa de inhibición de carbonatos en la sarta de tubería	Nivel de aplicación del programa	1. Bajo	
			<b>2. Medio</b>			<b>2. Medio</b>	
			3. Alto			3. Alto	
	2. Corrosión	Nivel de desgaste de la tubería por acción corrosiva del agua de producción	1. Bajo	Programa de inhibición corrosión en el pozo	Nivel de aplicación del programa	<b>1. Bajo</b>	
			2. Medio			2. Medio	
			3. Alto			3. Alto	
3. Edad de la tubería	Tiempo de trabajo de la tubería	1. Menor a 5 años					
		<b>2. Entre 5 - 10 años</b>					
		3. Mayor a 10 años					
Falla del equipo de fondo BES	1. Erosión y vibración en partes de la bomba	Cantidad de partes del equipo que se desprenden y hacen vibrar el sistema	1. Bajo	Programa de control de sólidos	Nivel de aplicación del programa	1. Si	
			2. Medio			<b>2. No</b>	
			3. Alto				
	2. Taponamiento en partes de la bomba	Nivel de incrustación del agua y sólidos de la formación	1. Bajo	Programa de control de sólidos	Nivel de aplicación del programa	1. Si	
			2. Medio	Programa de inhibición de carbonatos		<b>2. No</b>	
			3. Alto			1. Bajo	
	3. Parada de pozo	Nivel de paradas y retrancadas del pozo	1. Bajo	mantenimientos preventivos en los equipos de de superficie	Nivel de mantenimientos preventivos en el quipo de superficie	<b>2. Medio</b>	
						2. Medio	3. Alto
						3. Alto	fallas
			2. Medio	<b>3. Alto</b>			
			3. Alto				
			4. Ensamblaje y manejo del equipo	Calidad de ensamblaje y manejo del equipo	<b>1. Bueno</b>		
2. Regular							
3. Malo							

Fuente: Autores

## RELACIÓN DE INDICADORES Y SUBINDICADORES CAMPO TELLO – BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

**Tabla 23. Relación de Indicadores y Subindicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello – Bombeo Electrosumergible.**

INDICADOR	NIVEL	SUBINDICADORES	NIVEL	RELACION INDICADOR - SUBINDICADOR
Aporte de sólidos de la formación.	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Programa de control de sólidos.	1. Si 2. No	Si se cumple con un programa de control de sólidos en el pozo se reduce el aporte de sólidos por parte de la formación y así futuras fallas en los equipos.
Calidad del agua de producción.	1. Baja 2. Media 3. Alta	Programa de inhibición de carbonatos en la sarta de tubería.	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si se sigue un programa de inhibición de carbonatos, se podrá mejorar la calidad del agua de producción desde el fondo del pozo hasta los tanques de producción.
Taponamiento de la tubería	1. Bajo 2. Medio 3. Alto			
Corrosión	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Programa de inhibición de corrosión.	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si se sigue un programa de inhibición de corrosión, se podrá mejorar la calidad del agua de producción desde el fondo del pozo hasta los tanques de producción.
Erosión y vibración en partes de la bomba	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Programa de control de sólidos	1. Si 2. No	Si se cumple con un programa de control de sólidos en el pozo se reduce el aporte de sólidos por parte de la formación disminuyendo así la erosión, vibración y taponamiento en partes de la bomba.
Taponamiento en partes de la bomba	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Programa de inhibición de carbonatos en la sarta de tubería	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si se sigue un programa de inhibición de carbonatos en tubería, se podrá mejorar la calidad del agua de producción desde el fondo del pozo hasta los tanques de producción, evitando así incrustaciones y por consiguiente taponamiento de la bomba.
Parada de pozo	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Mantenimientos preventivos	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Entre menor sean los mantenimientos preventivos menor serán la parada de los pozos.
		Fallas	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Entre menor sea la frecuencia de fallas de la parte mecánica y eléctrica de los equipos, menor será la frecuencia de parada de los equipos.

Fuente: Autores



## RELACIÓN DE EVENTOS DE PÉRDIDA – INDICADORES CAMPO TELLO – BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

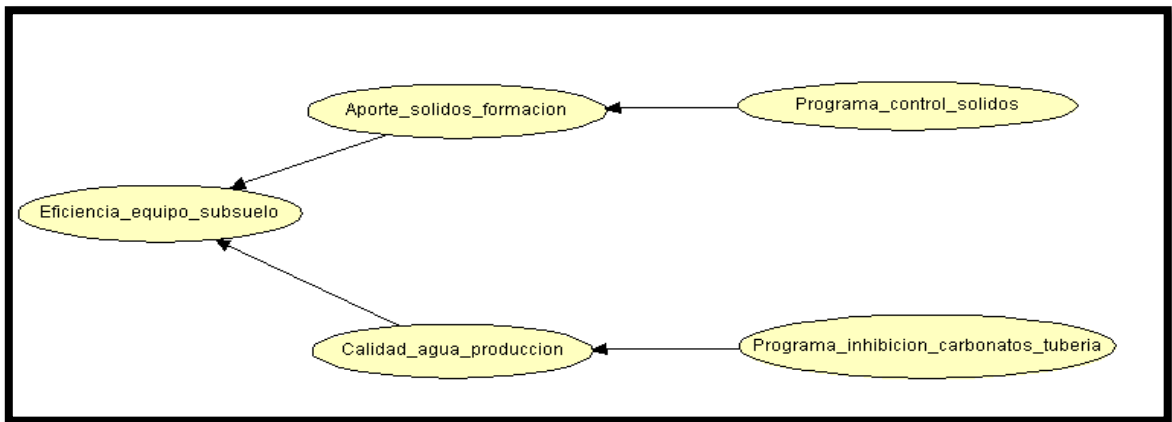
**Tabla 24. Relación Eventos de Pérdida – Indicadores para el área de Subsuelo. Campo Tello Bombeo Electrosumergible**

SUBCATEGORIA	INDICADOR	NIVEL	RELACION SUBCATEGORIA - INDICADOR
Eficiencia equipo de subsuelo BES	1. Aporte de sólidos de la formación.	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Entre menor sea el aporte de sólidos de la formación, mayor será la eficiencia del equipo de subsuelo.
	2. Calidad del agua de producción.	1. Baja 2. Media 3. Alta	Entre mejor sea la calidad el agua de producción, menor será la posibilidad de pérdida por baja eficiencia del equipo de subsuelo.
Espera de Mantenimiento del equipo de subsuelo y Reacondicionamiento.	1. Disponibilidad de equipo contratado.	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si hay un equipo contratado, menor será la probabilidad de espera para iniciar el servicio al pozo.
	2. Equipo en operaciones en otro campo o pozo	1. Nunca 2. A veces 3. Siempre	Si se contrata un equipo para las tres Coordinaciones, muy probablemente cuando se presente un servicio en este campo no estará disponible para iniciar labores.
	3. Tiempos de reparación del sistema.	1. <1 8 horas 2. 18 - 24 horas 3. > 24 horas	Entre menor sean los tiempos de reparación del sistema, menor será la espera en el mantenimiento del equipo de subsuelo.
Reposición de tubería	1. Taponamiento de la tubería.	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si la tubería de producción se tapona, se ocasionará una falla en la bomba y por consiguiente un servicio para reponer la tubería y además la bomba.
	2. Corrosión	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Entre más alta sea la corrosión del agua de producción, mayor será la probabilidad de que se ocasione un cambio de tubería a causa de un pitting.
	3. Edad de la tubería.	1. <5 años 2. 5 -10 años 3. > 10 años	Entre más vieja sea la tubería, mayor será la probabilidad de desgaste de esta con un posible cambio.
Falla del equipo del fondo BES	1. Erosión y vibración en partes de la bomba	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si los equipos del sistema de fondo están expuestos a demasiada erosión y por consiguiente vibración, mayor será la posibilidad de que se ocasione una falla en estos.
	2. Taponamiento en partes de la bomba	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si hay incrustaciones de carbonatos en algún componente de la bomba, habrá posibilidad de ocasionar falla en el equipo de fondo.
	3. Parada de pozo	1. Bajo 2. Medio 3. Alto	Si se ocasionan muchas paradas del pozo, habrá la posibilidad de ruptura del eje de la bomba.
	4. Ensamblaje y manejo del equipo de subsuelo.	1. Bueno 2. Regular 3. Malo	Si al equipo se le da un buen manejo y una buena armada, menor será la probabilidad de que este falle.

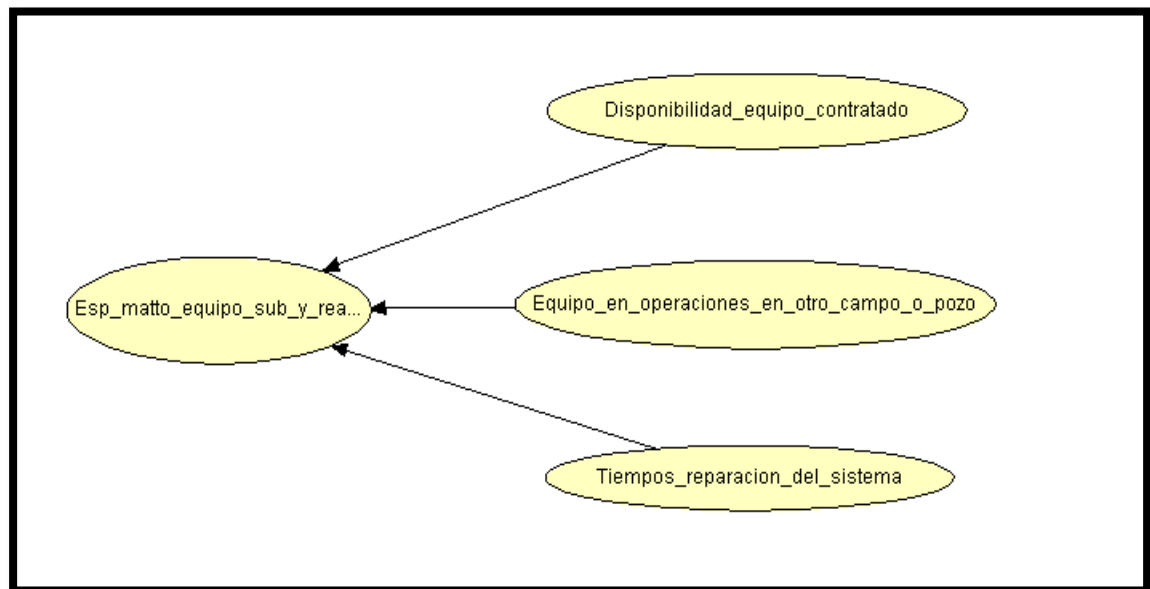
Fuente: Autores

A continuación se mostraran las diferentes redes bayesianas para la Medición del Riesgo Operativo Asociado a Pérdidas Diferidas en el área de Subsuelo para el Campo Tello – Bombeo Electrosumergible.

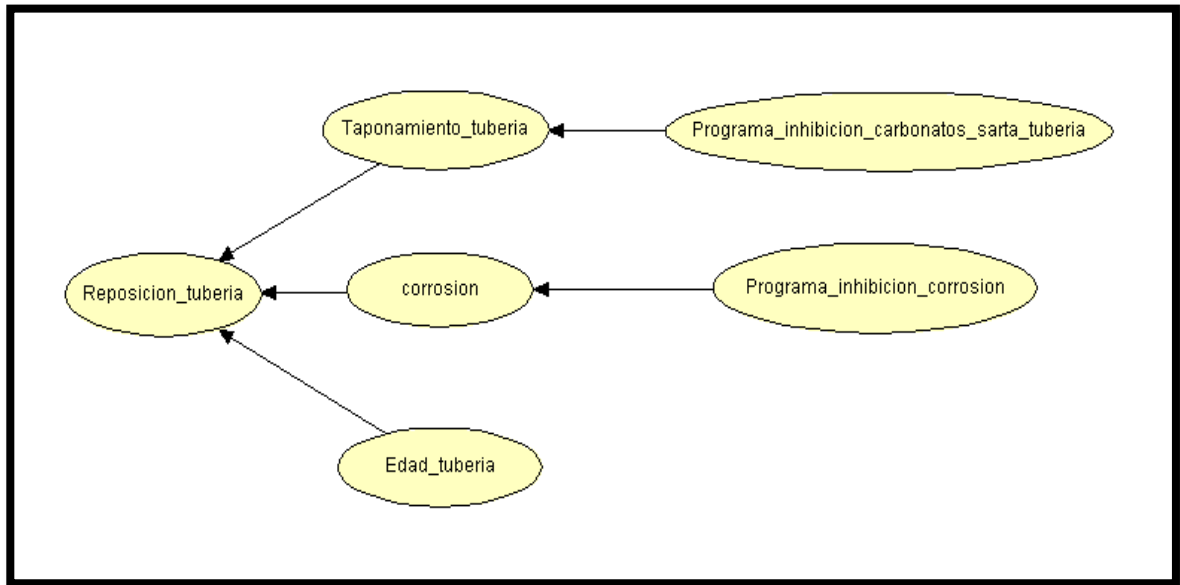
**Figura 26. Redes Bayesianas para el Campo Tello – Bombeo Electrosumergible**



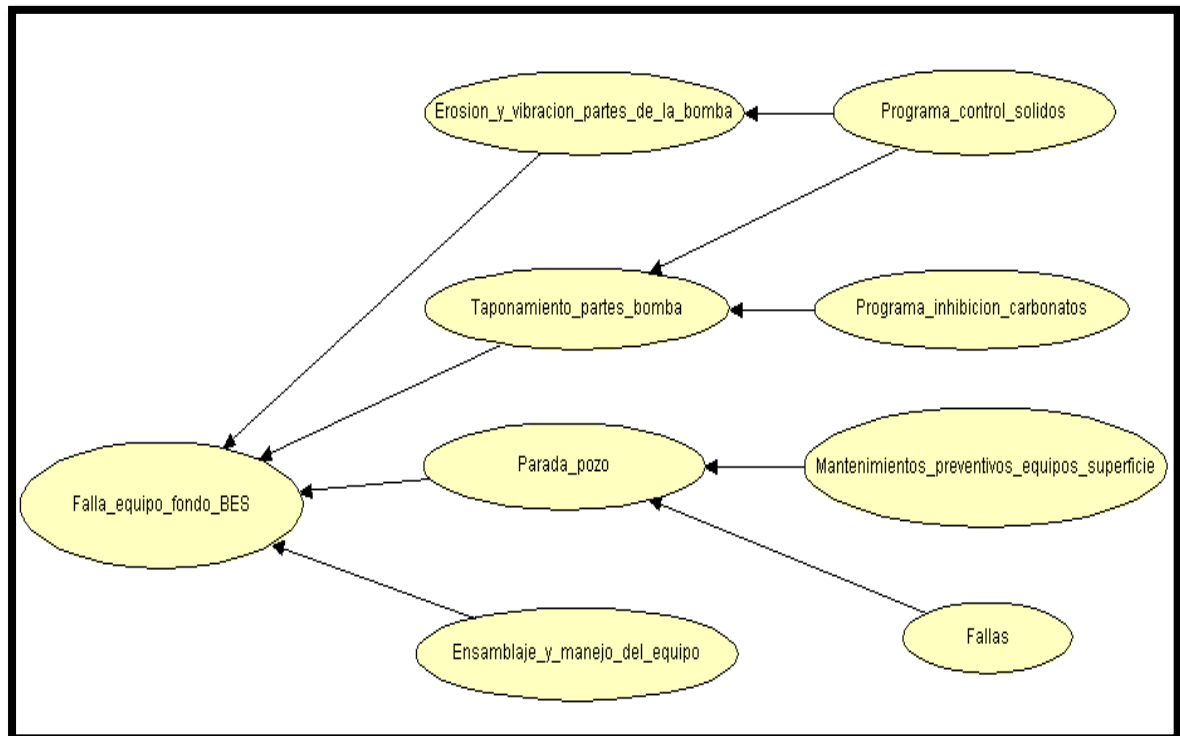
**Figura 27. Red Bayesiana Para la Categoría Eficiencia de Equipo de Subsuelo.**



**Figura 28. Red Bayesiana Para la Categoría Espera de Mantenimiento para el Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento**

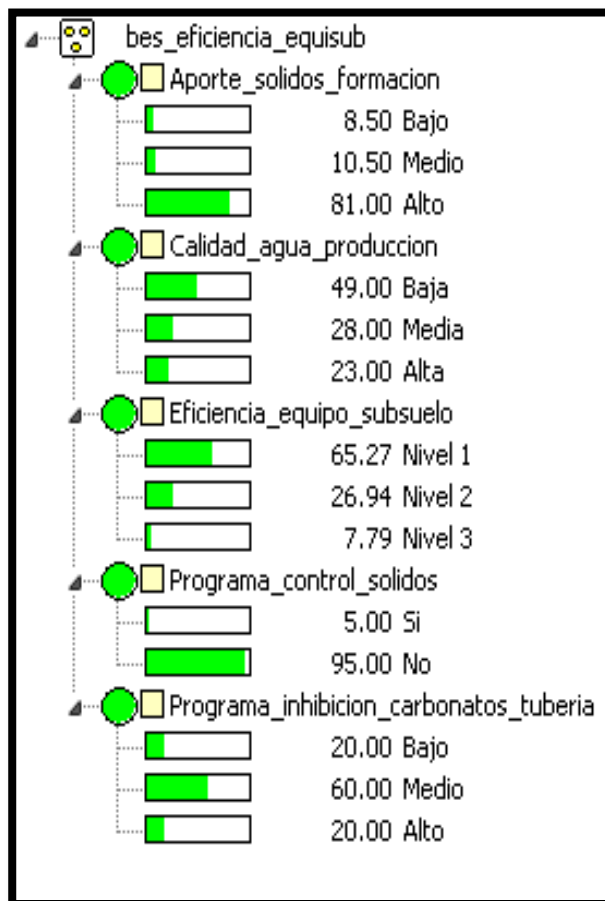


**Figura 29. Red Bayesiana Para la Categoría Reposición de Tubería.**



## VALIDACIÓN DEL MODELO DE REDES BAYESIANAS CAMPO TELLO – BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

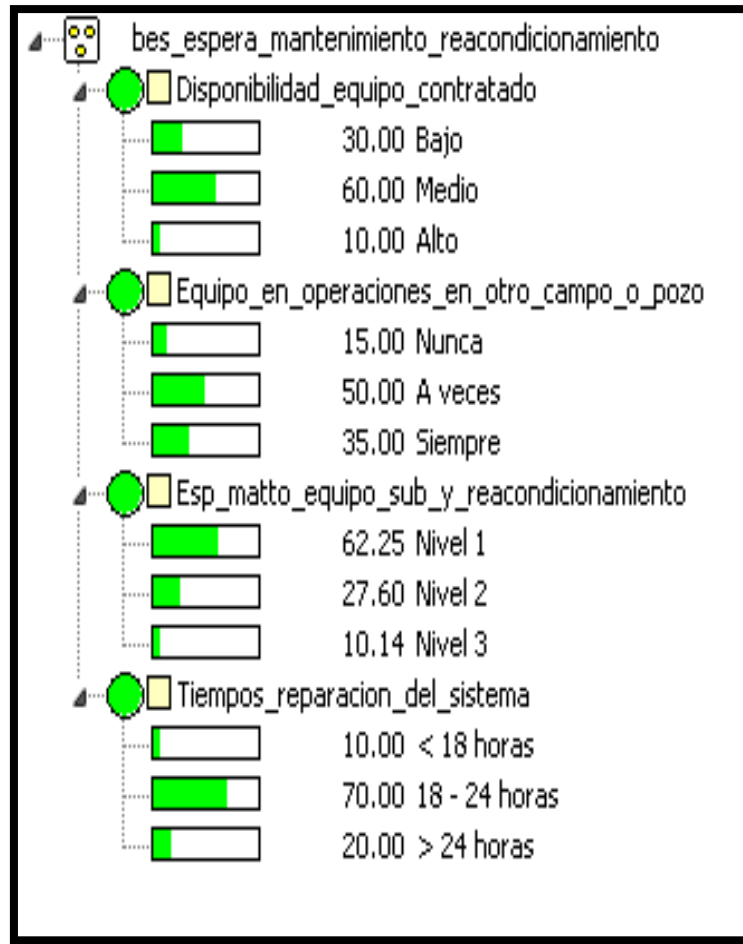
Figura 30. Distribución de Probabilidad para la Categoría Eficiencia Equipo de subsuelo para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible



Fuente: Software Hugin Lite

En la Figura 30 se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 600 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Eficiencia del Equipo de Subsuelo es de 65.27%. Esta probabilidad es la más baja si se compara con las demás distribuciones de probabilidad. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el bajo nivel de aplicación del programa de inhibición de Carbonatos en la sarta de tubería.

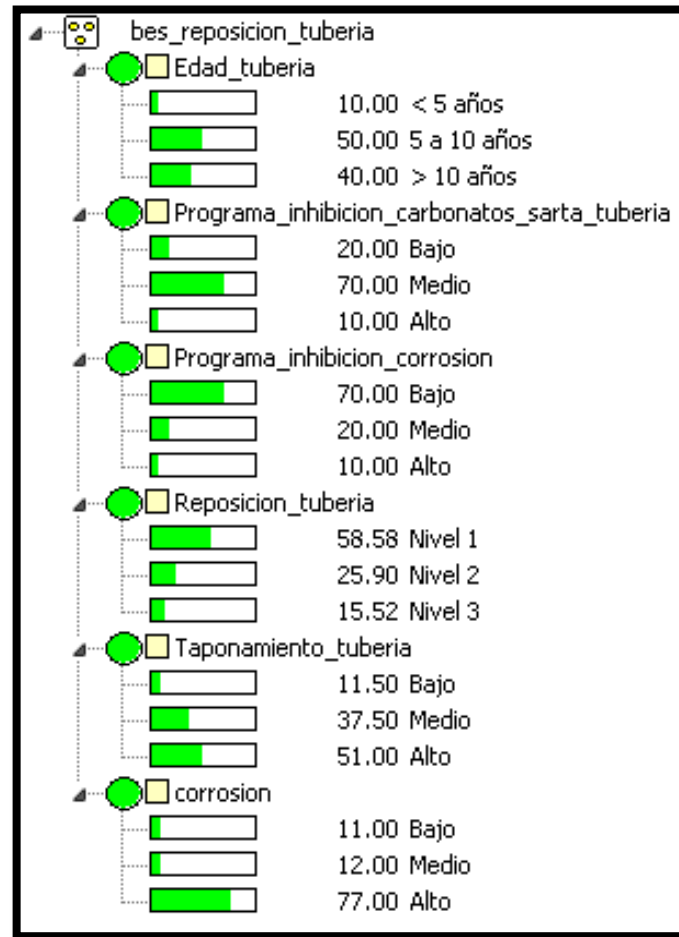
**Figura 31. Distribución de Probabilidad para la Categoría Espera de Mantenimiento del Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible**



Fuente: Software Hugin Lite

En la Figura 31 se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 600 horas de inactividad de los pozos, ocasionadas por Espera de Mantenimiento de Equipo de Subsuelo y/o Reacondicionamiento es de 62.25%. Esta probabilidad es baja si se compara con las demás distribuciones de probabilidad. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el la disponibilidad de no tener equipo contratado y los tiempos de reparación del sistema.

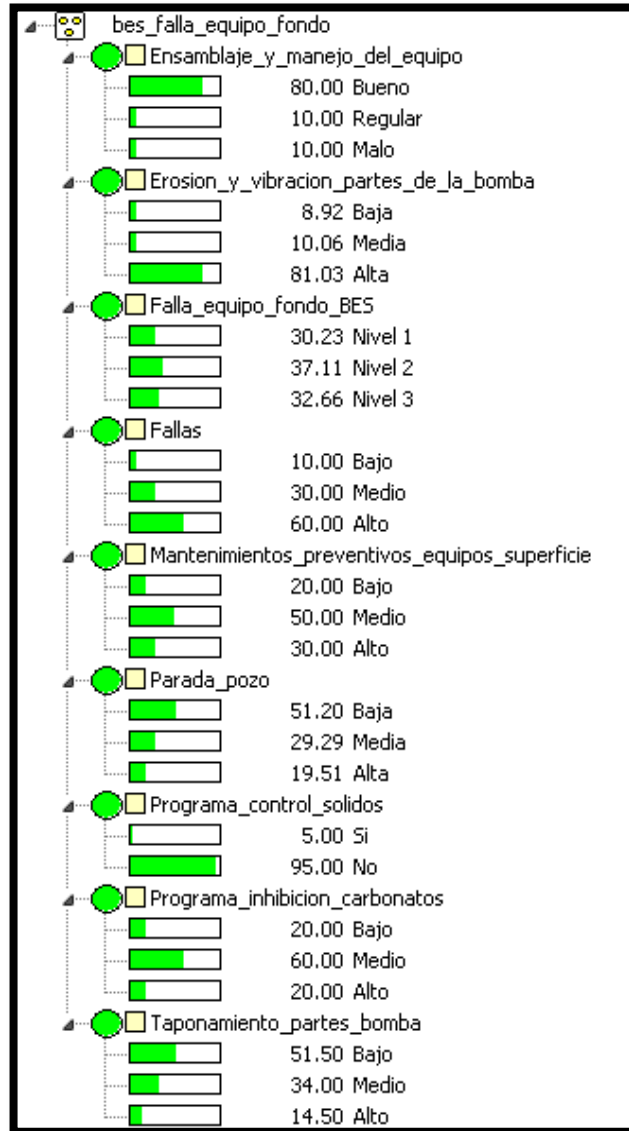
**Figura 32. Distribución de Probabilidad para la Categoría Reposición Tubería para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible**



Fuente: Software Hugin Lite

En la Figura 32, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 1, es decir entre 0 y 600 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por el servicio de Reposición de Tubería es de 58.58%. Esta probabilidad es baja si se compara con las demás distribuciones de probabilidad. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el bajo nivel de aplicación del programa de inhibición de Carbonatos en la sarta de tubería.

**Figura 33. Distribución de Probabilidad para la Categoría Falla del Equipo de Fondo (BES) para el área de Subsuelo – Campo Tello – Bombeo Electrosumergible**



Fuente: Software Hugin Lite

En la Figura 33, se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas operativas asociadas a la producción diferida de nivel 2, es decir entre 600 y 1200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado Falla del Equipo de Fondo BES es de 37.11%. Esta probabilidad es la más grave comparada con las demás distribuciones de probabilidad. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es la falta de un programa anual para realizar un control de sólidos a la formación y el bajo nivel de aplicación del programa de inhibición de Carbonatos en la sarta de tubería.