

METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE BAYES EN EL  
ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA DE LOS EQUIPOS DE FONDO, ASOCIADOS  
A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO: BOMBEO MECÁNICO Y  
ELECTROSUMERGIBLE COMO HERRAMIENTA DINÁMICA PARA ASEGURAR  
LA GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO EN LA SUPERINTENDENCIA DE  
OPERACIONES PUTUMAYO ECOPETROL S.A.

JONATHAN OSPINA ALVAREZ  
LEONARDO BELTRAN RIVERA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2012

METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE BAYES EN EL  
ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA DE LOS EQUIPOS DE FONDO, ASOCIADOS  
A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO: BOMBEO MECÁNICO Y  
ELECTROSUMERGIBLE COMO HERRAMIENTA DINÁMICA PARA ASEGURAR  
LA GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO EN LA SUPERINTENDENCIA DE  
OPERACIONES PUTUMAYO ECOPETROL S.A.

JONATHAN OSPINA ALVAREZ  
LEONARDO BELTRAN RIVERA

Proyecto de Grado presentado como requisito para optar al título de  
Profesional en Ingeniería de Petróleos

Director:

OSCAR VANEGAS ANGARITA

Ingeniero de Petróleos – Universidad Industrial de Santander–  
Especialista en docencia Universitaria UIS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2012

## DEDICATORIAS

A mi Señor, Jesús, por su misericordia y por darme la sabiduría y la inteligencia, la fortaleza y la salud, abriéndome puertas y colocándome en el camino las personas idóneas que contribuyeron en el desarrollo y en el éxito este proyecto.

**A mi esposa**, Kelly Johanna Pinzón, quien me brindó su amor, su cariño, su estímulo y su apoyo idóneo constante, gestionando ante los docentes y administrativos de la Universidad para que todo saliera acorde a nuestros planes, a ella todo el amor y el agradecimiento.

**A mi adorada hija** Gabriela, quien es el motor que impulsa mis metas, mis sueños y mis deseos, que aunque está aún muy pequeña para entender todo esto, algún día entenderá como su nacimiento contribuyó a que este sueño fuese hoy una realidad.

**A mi Madre**, Martha Ligia Alvarez, a quien heredé los valores del empeño, el trabajo y el emprendimiento. Valores que me ayudaron a seguir adelante y culminar esta meta.

**A mi Padre**, Jesús Antonio Ospina, quien desde muy pequeño me hizo saber que yo era diferente y por lo tanto siempre debía sobresalir por encima de todos.

**A mis segundos padres**, Ana Carlota Marrugo y Januario Alvarez, quienes siempre fueron mis padres y en algunas ocasiones mis adorados abuelos, quien con su amor y comprensión siempre me guían y se esmeran por mi bienestar,

**A mis amados suegros**, Mariela y Edwing, quien con su ejemplo, comprensión y amor, han sido mi fortaleza para entender que la unión y la comprensión, son las llaves para lograr todos nuestros sueños y anhelos. Gracias a Dios Padre, por regalarme la oportunidad de integrar a mi familia, personas tan maravillosas como ellos.

A los que nunca dudaron que lograría este triunfo: mi querida abuela Regina, mis tías: Maritza, Flor Alba, Paola Enalba y María Bernarda; mis tíos, Edgar, Juan Julio, Emmanuel y Gustavo, quienes con su apoyo incondicional forjaron las bases de este triunfo.

**A mi gloriosa Universidad Industrial de Santander**, en donde desde mis cargos de Representación Estudiantil, siempre defendí la institucionalidad mediante el impulso del normal desarrollo de la cátedra, oponiéndome a todas aquellas practicas y movimientos que usaban las vías de hecho, sin agotar primero las instancias poderosas del dialogo propositivo y la comunicación asertiva como vía para solucionar la problemática universitaria.

***Jonathan Ospina Álvarez***

## **AGRADECIMIENTOS**

Un agradecimiento especial a la Familia ECOPETROL S.A., de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, y personalmente a los Ingenieros José Miguel Galindo Sánchez, Superintendente de Operaciones, quien con su conocimiento y experiencia, confió en mí y me brindó la oportunidad de asignarme la responsabilidad de desempeñarme como funcionario en Control de Costos, cargo en donde aprendí los procesos financieros, contractuales y jurídicos que enmarcan los contratos de producción incremental en la industria, igualmente por guiarme y colaborar en la tutoría de este proyecto. Mil Bendiciones para usted y su Familia!!!. Al ingeniero Gabriel Melo, Líder HSE, quien con sus consejos y apreciaciones forjó en mí la conciencia y la cultura del Autocuidado, resaltándome siempre que debemos “Hacer las cosas bien desde el principio”, a la Ingeniera Nair Medina, Coordinadora Orito, quien con su profesionalismo y sus buenos consejos moldearon mi actuar en la industria, A ellos Mil Gracias y un hasta pronto.

Al ingeniero Oscar Vanegas, quien con sus teorías, fundamentos y asertivas apreciaciones, forjaron mi gusto por la política petrolera del País, logrando fortalecer mis bases conceptuales hacia la crítica reflexiva y propositiva, al igual seguir su ejemplo como excelente representante de la Autogestión Universitaria.

Adicionalmente, al Ingeniero Jorge Andrés Sachica y al Economista Hernando Cañas, quien con su comprensión y dirección, establecieron el eje clave para logara culminar con éxito nuestra propuesta.

**Jonathan Ospina Álvarez**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios porque siempre me ha acompañado a lo largo de mi vida y me ha brindado las herramientas para seguir adelante.

A mi madre Nohemí Rivera Rodríguez por su esfuerzo y dedicación para apoyarme en todos mis proyectos.

A mi abuela Nohemí Rodríguez quien ha sido un apoyo para mi madre y para mi familia.

A mis hermanos Luis Gustavo Moreno Rivera, Ricardo Beltrán quienes con su esfuerzo y apoyo ha sido posible este proceso.

A mi padre Héctor Beltrán Calderón en la distancia por sus consejos y motivación.

A mi novia Lizeth Ripoll Romero una mujer espectacular por brindarme su ayuda en todo momento y colaboración incondicional.

A mi amigo José Daniel Martínez Pavón que es como un hermano y quien siempre me estimulo en salir adelante en la vida.

**Leonardo Beltrán Rivera**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	26
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	26
1.2 JUSTIFICACIÓN	27
1.3 OBJETIVOS	29
1.3.1 Objetivo General	29
1.3.2 Objetivos Específicos	29
1.4 ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN	30
1.4.1 Fase 1. Recopilación de Información General.	30
1.4.2 Fase 2. Análisis y correlación de los datos de campo	31
1.4.3 Fase 3. Diseño, desarrollo y aplicación.	31
1.5 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	32
1.5.1 Localización.	32
1.5.1.1. Campo orito	34
1.5.1.2 Campo Nororiente	35
1.5.1.3 Campo Occidente	37
1.5.1.4 Campo Sur.	38
2. MARCO TEÓRICO	40
2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	40
2.1.1 Tipos y funcionalidad de los Sistemas de Levantamiento	41
2.1.2 Métodos de levantamiento artificial convencionales	42
2.1.3 Métodos de levantamiento artificial no convencionales	42
2.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO	43
2.2.1 Generalidades del Sistema	43
2.2.2 Principios de Operación	44
2.2.3 Componentes del sistema de bombeo mecánico	45
2.2.4 Equipo de superficie	45

2.2.4.1	Unidad motriz	45
2.2.4.2	Motores Eléctricos	46
2.2.4.3	Motores de Ultra Alto Deslizamiento	46
2.2.4.4	Motores a Gas o ACPM	46
2.2.4.5	Unidades de bombeo	46
2.2.4.6	Caja de engranaje y contrapesas	47
2.2.4.7	Contrapesas	47
2.2.4.8	Barra pulida, prensa estopa y línea de flujo	48
2.2.4.9	Las líneas de flujo.	49
2.2.5	Equipos de fondo	49
2.2.5.1	Revestimiento y tubería de producción	49
2.2.5.2	Sarta de cabillas.	50
2.2.5.3	Bombas de subsuelo	51
2.2.5.4	Acción de las Válvulas y Cargas de Fluido	53
	Figura 7. Acción de las Válvulas y Cargas de Fluido	54
2.2.5.5	Ancla de gas.	55
2.2.5.6	Equipo adicional de bombeo	56
2.2.5.7	Parámetros y Rangos de Aplicación	58
2.2.5.8	Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico	58
2.3	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	60
2.3.1	Generalidades del Sistema	60
2.3.2	Principios de Operación	60
2.3.3	Componentes del sistema de bombeo mecánico	60
2.3.3.1	Equipo de superficie	61
2.3.4	Ventajas y desventajas del sistema BES	87
2.4	ANÁLISIS DE FALLAS	88
2.4.1	Generalidades	88
2.4.2	Concepto	89
2.4.3	Tipos de fallas	89

2.4.4	Causas probables de fallas	90
2.4.5	Objetivo del análisis de falla	91
2.4.6	Etapas del análisis de falla	92
2.5	ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ	93
2.5.1	Generalidades	93
2.5.2	Concepto General.	94
2.5.3	Objetivos y funcionalidad del Análisis de Causa Raíz	95
2.5.4	Tipología de las Causas	96
2.5.5	Técnicas y Herramientas utilizadas en el Análisis de Causa Raíz	96
2.5.6	Ejecución y desarrollo del RCA	97
2.6	TEOREMA DE BAYES	98
2.6.1	Generalidades	98
2.6.2	Demostración Matemática	99
2.6.2.1	Interpretación del Teorema	100
2.6.3	Aplicación del teorema de Bayes	102
2.7	REDES BAYESIANAS	103
2.7.1	Generalidades	103
2.7.2	Definición	104
2.7.3	Dimensión Cualitativa	105
2.7.3.1	Algoritmo de Propagación	107
2.7.4	Dimensión cuantitativa	109
3.	SELECCIÓN Y CORRELACIÓN DE DATOS DE CAMPO	112
3.1	CLASIFICACIÓN DE POZOS BM Y BES SOP – ECOPETROL S.A	112
3.1.1	Sistemas BM y BES Campo Orito	112
3.1.2	Sistemas BM y BES Campo Occidente	114
3.1.3	Sistemas BM y BES Campo Nororiente	115
3.1.4	Sistemas BM y BES Campo Sur	116
3.2	ÍNDICE DE FALLAS E INTERVENCIONES A POZOS SOP	117
3.2.1	Cálculo y análisis del índice de falla Histórico 2006-2012	117

3.3 HERRAMIENTAS Y MODELOS EMPLEADOS PARA EL ANÁLISIS DE FALLA Y ANÁLISIS CAUSA RAÍZ EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO.	122
3.3.1 Herramientas utilizadas en el análisis de fallas	122
3.3.1.1 Recolección de datos	122
3.3.1.2 Calidad de los datos	123
3.3.1.3 Lluvia de ideas	123
3.3.1.4 Diagrama de Relación (Inventario/Agrupación)	124
3.3.1.5 Línea de tiempo (Secuencia de eventos)	125
3.3.1.6 Modelo de cambio	126
3.3.1.7 Diagrama Pareto (Diagrama de Barras)	127
3.3.2 Herramientas utilizadas en el análisis causa raíz	128
3.3.2.1 Diagrama de causa y efecto	129
3.3.2.2 Método de la escalera (5 Por Qué?)	130
3.3.2.3 Análisis de árbol de fallas	131
3.3.2.4 Análisis de cambio	132
3.3.2.5 Diagrama espina de pescado (Causa y Efecto)	134
4. DISEÑO Y DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE BAYES EN LOS ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE LOS EQUIPOS DE FONDO BM Y BES DE LA SOP	137
- ECOPETROL S.A ORITO - PUTUMAYO	137
4.1 ETAPA DE INTRODUCCIÓN	137
Obtención de Información Relevante	137
4.1.1 Fase de Introducción N°1	137
4.1.1.1 Modos de Falla	138
4.1.2 Fase de Introducción N°2	169
4.2 ETAPA DE ELABORACIÓN: DISEÑO Y DESARROLLO	171
4.3 METODOLOGIA PARA LA GESTION DEL CONOCIMIENTO EN LOS ANALISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA (RCA) APLICANDO CONCEPTOS DE LA TEORÍA DE BAYES	173

4.4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL TEOREMA DE BAYES EN LOS ANÁLISIS CAUSA RAÍZ - RCA-RB	173
4.4.1 Paso 1.	174
4.4.2 Paso 2: Contextualizar el problema "real"	175
4.4.3 Paso 3: Describir los objetivos finales desde una perspectiva de valores amplia.	178
4.4.4 Paso 4: Identificar las alternativas de Solución	182
4.4.5 Paso 5: Evaluar las alternativas.	183
4.4.5.1 Niveles de Severidad	185
4.4.6 Paso 6 : Identificar y estimar Indicadores de Riesgo asociados a los modos de falla y a las soluciones planteadas	186
4.4.7 Paso 7: Tomar la decisión	189
4.4.7.1 Modelo de Redes Bayesianas- Modos de Falla- Bombeo Mecánico	192
4.4.7.2 Probabilidades condicionales	193
4.4.8 Paso 8. Validar la solución mediante el modelo de redes Bayesianas.	195
4.4.9 Paso 9: Evaluar los resultados	198
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	200
BIBLIOGRAFÍA	205
ANEXOS	209

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Rangos de Aplicación Bomba BES	67
Tabla 2. Máxima capacidad de los motores.	76
Tabla 3. Tipos de Cable	84
Tabla 4. Pozos Campo Orito Bombeo Mecánico	113
Tabla 5. Pozos Campo Orito Bombeo Electrosumergible	114
Tabla 6. Pozos Campo Occidente Bombeo Mecánico	115
Tabla 7. Pozos Campo Occidente Bombeo Electrosumergible	115
Tabla 8. Pozos Campo Nororiente Bombeo Mecánico	115
Tabla 9. Pozos Campo Nororiente Bombeo Electrosumergible	116
Tabla 10. Pozos Campo Sur. Bombeo Mecánico	116
Tabla 11. Pozos Campo Sur. Bombeo Electrosumergible	117
Tabla 12. Calculo comportamiento del Índice de Fallas Bombeo Mecánico- Bombeo Electrosumergible. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012.	118
Tabla 13. Análisis de Fallas BM. Varillas – Upsep	140
Tabla 14. Análisis de Fallas BM. Varillas – Cuerpo	140
Tabla 15. Análisis de Fallas BM. Varillas – Cuerpo	141
Tabla 16. Análisis de Fallas BM. Varillas - Pin	142
Tabla 17. Análisis de Fallas BM. Varillas – Acople	143
Tabla 18. Análisis de Fallas BM. Barras de Peso	144
Tabla 19. Análisis de Fallas BM. Barras Lisa	145

Tabla 20. Análisis de Fallas BM. Sustituto debajo de la Barras Lisa	146
Tabla 21. Análisis de Fallas BM. Rod Valve	147
Tabla 22. Análisis de Fallas BM. Pull Tube	148
Tabla 23. Análisis de Fallas BM.. Barril	149
Tabla 24. Análisis de Fallas BM. Pistón	150
Tabla 25. Análisis de Fallas BM. Conjunto de Válvula	151
Tabla 26. Análisis de Fallas BM. Anclaje	152
Tabla 27. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Sección Superior)	153
Tabla 28. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Sección Superior)	155
Tabla 29. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Sección inferior)	156
Tabla 30. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Junta de Fondo)	157
Tabla 31. Análisis de Fallas BES. Bomba de Subsuelo	159
Tabla 32. Análisis de Fallas BES. Intake	162
Tabla 33. Análisis de Fallas BES. Separador de Gas	163
Tabla 34. Análisis de Fallas BES. Sellos	164
Tabla 35. Análisis de Fallas BES. Motor	165
Tabla 36. Análisis de Fallas BES. Motor	166
Tabla 37. Análisis de Fallas BES. Sensor de Fondo	167
Tabla 38. Análisis de Fallas BES. Sensor de Fondo	167
Tabla 39. Servicios SOP Bombeo Mecánico Periodo 2008-2011	169
Tabla 40. Datos para descripción y aplicación de la Metodología	174
Tabla 41. Niveles de Severidad Campo Orito	185
Tabla 42. Niveles de Severidad Campo Occidente	185

Tabla 43. Niveles de Severidad Campo Occidente	185
Tabla 44. Niveles de Severidad Campo Sur	186
Tabla 45. Probabilidades condicionales para los indicadores	189
Tabla 46. Probabilidades Condicionales para los Eventos de Pérdida Asociados a Producción Diferida.	190

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Distribución Campos ECOPETROL S.A- SOP	32
Figura 2. Localización Campo Orito	34
Figura 3. Localización Campo Nororiente	35
Figura 4. Fotografía Satelital Campo Occidente	37
Figura 5. Localización Campo Sur	38
Figura 6. Arreglo Pistón – Barril	52
Figura 7. Acción de las Válvulas y Cargas de Fluido	54
Figura 8. Arreglo Pistón - Barril	56
Figura 9. Equipo adicional de bombeo	57
Figura 10. Equipos de Superficie Bombeo Electrosumergible	62
Figura 11. Cabezal de descarga y caja de venteo	63
Figura 12. Cabezales Tipo Hércules y Tipo Roscado	63
Figura 13. Bomba Centrífuga Sumergible	65
Figura 14. Configuración Flujo en Impulsores	66
Figura 15. Succión Estandar	71
Figura 16. Separador de Gas	72
Figura 17. Separador de Gas	74
Figura 18. Cámaras de Laberinto	77
Figura 19. Cámaras de Sello Positivo	78
Figura 20. Corte transversal de un motor	79

Figura 21. Corte transversal de un motor	82
Figura 22. Cable de potencia BES	85
Figura 23. Interferencia Bayesiana	101
Figura 24. Factorización de la probabilidad conjunta de eventos.	106
Figura 25. Regla de reversión de arcos. Z es condicionalmente independiente de Y dado X.	106
Figura 26. Regla de reversión de arcos.	107
Figura 27. Algoritmo de propagación de información en la red Bayesiana	108
Figura 28. Índice de Fallas Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012.	118
Figura 29. Calculo comparativo del Índice de Fallas Bombeo Mecánico. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012	120
Figura 30. Calculo comparativo del Índice de Fallas Bombeo Electrosumergible. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012	121
Figura 31. Diagrama de relación (inventario/agrupación)	124
Figura 32. Línea de tiempo (secuencia de eventos)	125
Figura 33. Modelo de cambio	126
Figura 34. Diagrama Pareto (diagrama de barras)	127
Figura 35. Diagrama Pareto (diagrama de barras)	129
Figura 36. Método de la escalera (5 por qué?)	130
Figura 37. Análisis de árbol de fallas	131
Figura 38. Análisis de cambio	132
Figura 39. Diagrama espina de pescado (causa y efecto)	134
Figura 40. Árbol lógico de fallas	135
Figura 41. Modos de Falla SOP Bombeo Mecánico Periodo 2008-2011	170

Figura 42. Modos de Falla SOP. Bombeo Electrosumergible. Período 2008-2011	171
Figura 43. Red Bayesiana para la Medición del Riesgo Asociado a Modos de Fallas Asociadas a Bombeo Mecánico – Equipos de Subsuelo	192
Figura 44. Nivel de Indicadores y Subindicadores para la Medición del Riesgo Asociado a Modos de Fallas Asociadas a Bombeo Mecánico – Equipos de Subsuelo- Varilla Partida, Indicador Rozamiento y Subindicador Centralizadores.	193
Figura 45. Probabilidades condicionales para el indicador Emulsión de fondo. Bombeo Mecánico.	194
Figura 46. Probabilidades condicionales para la subcategoría Varilla Partida	195

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo A. Encuesta para la recolección de datos e indicadores de fallas operativas asociadas a los equipos de fondo BM y BES superintendencia de operaciones Putumayo	210
Anexo B. Indicadores y Subindicadores Campo Orito – Bombeo Mecánico	214
Anexo C. Redes Bayesianas Campo Orito – Bombeo Mecánico	231
Anexo D. Validación del modelo aplicación de Redes Bayesianas a los Modos de falla - Campo Orito – Bombeo Mecánico	234
Anexo E. Campo Orito – Bombeo Electrosumergible	249

## RESUMEN

### TITULO:

METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE BAYES EN EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA DE LOS EQUIPOS DE FONDO, ASOCIADOS A LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO: BOMBEO MECÁNICO Y ELECTROSUMERGIBLE COMO HERRAMIENTA DINÁMICA PARA ASEGURAR LA GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO DE ECOPETROL S.A.\*

### AUTORES:

OSPINA ALVAREZ, Jonathan  
BELTRÁN RIVERA, Leonardo\*\*

### PALABRAS CLAVES:

Gestión del conocimiento, Teorema de Bayes, Redes Bayesianas, Análisis de Falla, Análisis Causa Raíz, Modos de Falla, Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Incertidumbre.

### DESCRIPCIÓN

La gestión del conocimiento al interior de una organización es importante en la medida en que contribuye a conocer y comprender el comportamiento de ella misma y del entorno, favoreciendo la toma de decisiones. En la mayoría de los casos, estas decisiones, están basadas en información incompleta, incierta o difusa, lo que impacta directamente en mayores costos, menor calidad de los productos y por ende en un menor nivel de Confiabilidad operacional. Es por ello que muchas de las más importantes empresas del mundo utilizan cada vez más sistemas o modelos expertos, que sirven como herramienta dinámica en el tratamiento y evaluación de problemas relacionados con información con alto grado de incertidumbre.

Las Redes Bayesianas, representan una herramienta que permite modelar el razonamiento y las interrelaciones bajo incertidumbre, ya que combinan estimaciones subjetivas y datos empíricos de expertos que aportan sus conceptos durante el desarrollo del modelo.

El teorema de Bayes, es la base fundamental de las redes bayesianas, mediante sucesivas descomposiciones del mismo, se pueden calcular y predecir la probabilidad de un evento futuro, teniendo como insumo las probabilidades a priori o de evidencia del mismo.

El planteamiento de una metodología, que binde la posibilidad de incluir los conceptos del teorema de Bayes en los análisis causa raíz de falla, en este caso aplicados a los modos de falla de los equipos de fondo de Bombeo Mecánico y Electrosumergible, es un avance representativo que permite evaluar de manera objetiva y cuantitativa los eventos sucedidos en la industria petrolera, a fin de encontrar las mejores soluciones para mitigar sucesos no deseados, disminuyendo la incertidumbre y mejorando las eficiencia, la productividad y por ende la rentabilidad de los campos de producción que funcionan con estos sistemas de levantamiento artificial, logrando una gestión integral de la información y por ende de la ingeniería del conocimiento.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Oscar Vanegas Angarita

## SUMMARY

### TITLE:

METHODOLOGY FOR THE APPLICATION OF BAYES'S THEORY IN THE ANALYSIS CAUSES ROOT OF FAULT OF THE EQUIPMENTS OF BOTTOM, ASSOCIATED WITH THE SYSTEMS OF RAISING: MECHANICAL PUMPING AND ELECTROSUMERGIBLE LIKE DYNAMIC TOOL TO ASSURE THE MANAGEMENT OF THE KNOWLEDGE IN THE SUPERINTENDENCE OF OPERATIONS PUTUMAYO ECOPETROL S.A.\*

### AUTHORS:

OSPINA ALVAREZ, Jonathan  
BELTRAN RIVERA, Leonardo\*\*

### KEYWORDS:

Management of the knowledge, Bayes's Theorem, Networks Bayesianas, Analysis Causes Root, Manners of Fault, Mechanical Pumping, Pumping Electrosumergible, Uncertainty, Management of the knowledge.

### DESCRIPTION

The management of the knowledge to the interior of an organization is important in the measure in which it helps to know and understand the behavior of her itself and of the environment, favoring the capture of decisions. In many occasions, these decisions, they are based on incomplete, uncertain or diffuse information, which affects directly major costs, minor quality of the products and a minor level of operational Reliability. It is for it that many of the most important companies of the world there use increasingly systems or expert models, who serve as dynamic tool in the treatment and evaluation of problems related to information with high degree of uncertainty.

The Networks Bayesianas, they represent a tool that allows to shape the reasoning and the interrelationships under uncertainty, since they combine subjective estimations and empirical information of experts who contribute his concepts during the development of the model.

Bayes's theorem, it is the fundamental base of the networks bayesianas, by means of successive decompositions of the same one, they can calculate and predict the probability of a future event, taking the probabilities as an input a priori or of evidence of the same one.

The exposition of a methodology, that binde the possibility of including the concepts of Bayes's theorem in the analyses causes root of fault, in this case applied to the manners of fault of the equipments of bottom of Mechanical Pumping and Electrosumergible, is a representative advance that allows to evaluate in an objective and quantitative way the events happened in the petroleum industry, in order to find the best solutions to mitigate not wished events, diminishing the uncertainty and improving the eficiencia, the productivity, the profitability of the fields of production that work with these systems of artificial raising, achieving an integral management of the information and for ende of the engineering of the knowledge.

---

\* Project of degree

\*\* Faculty of Physicochemical Engineerings. School of engineering oil. The director: Oscar Vanegas Angarita

## INTRODUCCIÓN

Actualmente en la Superintendencia de Operaciones Putumayo, los problemas asociados a fallas de los equipos de fondo ya sean estos con sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico o Bombeo Electrosumergible, se gestionan mediante la aplicación de los conceptos derivados del Análisis de Causa Raíz, utilizado por lo general los diagramas Causa y Efecto, los cuales son herramientas meramente cualitativas que por lo general intentan dar respuestas a cuestionamientos tales como: Cuando Ocurre?, Por Que Ocurre?, Qué Efectos Tiene? A qué Hora Ocurrió?, etc., el cual tiene en cuenta solo la evidencia histórica y el criterio de profesionales del área en donde ocurrió la falla.

Estos Diagramas de Causa- Efecto, no agregan valor al análisis en términos cuantitativos, ya que se obvian factores tales como: Nivel de exposición a la falla, probabilidad de ocurrencia, probabilidades condicionales, niveles de severidad, indicadores de riesgo, Simulación de la distribución de fallas, y cálculo de la provisión total, los cuales pueden ser estimados a partir de un modelo diferente de análisis.

Las Redes Bayesianas, son consideradas Sistemas Expertos, ya que tienen en cuenta tanto la información histórica de los eventos de fallas como los indicadores de riesgo asociados a las mismas. De esta manera se pueden construir con base en los datos provenientes de la clasificación de las fallas y en la medida de lo posible, de expertos en el dominio del contexto en el cual se presenta el evento.

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente estudio tiene como finalidad el planteamiento de una metodología que permita, por un lado, a nivel teórico, entender el proceso de construcción y elaboración de redes bayesianas para cualquier tipo de falla asociada a sistemas de Bombeo Mecánico o Electrosumergible, que se pueda tratar como modelos probabilísticos. Y de otro

lado, a nivel práctico en la representación visual, estudio y exploración de casos prácticos, que nos permita evaluar los usos de las redes bayesianas dinámicas en los análisis de Causa Raíz.

## 1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como se ha identificado en la Superintendencia de Operaciones Putumayo, se presenta un alto nivel de fallas asociadas a los sistemas de Levantamiento Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosomergible. A 31 de Diciembre de 2011, se presentaron un total de 4192 causas de parada de pozos asociados a estos sistemas, de los cuales 1986 causas corresponden a BM y 2207 al sistema BES. Estas causas, significaron un total de 208.781 barriles de petróleo no producidos<sup>1</sup> los cuales, teniendo en cuenta la TRM promedio año 2011(\$1933.35)<sup>2</sup>, y el precio promedio por barril (USD105.7)<sup>3</sup>, una pérdida de \$ 42.665.461.089,20 millones de pesos, equivalentes a 22,07 millones de Dólares.

La gran preocupación de la Superintendencia, es que cuando se presenta una falla en algún pozo, sea cual fuere su causa, de inmediato, se destinan recursos de índole humano, técnico y económicos con el ánimo de poder identificarla, cualificarla y tomar en conjunto las acciones necesarias para minimizar la probabilidad de una nueva ocurrencia. Aproximadamente en un 90% de los casos se efectúa un Análisis de Causa Raíz, el cual se concluye con una serie de recomendaciones y soluciones que por lo general quedan en el papel, ya que no se tiene implementada una estrategia o metodología para establecer una priorización y trazabilidad de las mismas que permita establecer si la solución, ¿cumplió con los objetivos finales?, o si la solución no alcanzó dichos objetivos, y si no los alcanzó es responder el ¿Por qué no? Y, más allá de haber alcanzado los objetivos o no, identificar cualquier aprendizaje obtenido a través de toda la iniciativa y el proceso.

---

<sup>1</sup> Reportes diarios de fallas y eventos departamento de producción programa AVOCET®

<sup>2</sup> COLOMBIA. BANCO DE LA REPUBLICA. Tasas de Cambio. [en línea]. Disponible en internet:<URL:[http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see\\_ts\\_cam.htm#tasaconstituyen](http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_ts_cam.htm#tasaconstituyen)>

<sup>3</sup> <http://www.banrep.gov.co/series->

Cada día se diseñan y toman decisiones bajo incertidumbres tendientes a reducir el índice de fallas y de intervención a pozos, sin que hasta el momento se definido una estrategia estructurada que las pueda disminuir con la ejecución de proyectos y metodologías no convencionales y diferentes que apunten es específico al aseguramiento en la gestión del conocimiento. Disminuir y Mantener los pozos con bajos niveles de intervención por fallas, implicará un impacto positivo directo en la producción de los campos y una optimización de los costos de operación y mantenimiento.

Teniendo en cuenta lo anterior, nace la necesidad de Diseñar una Metodología que mediante la aplicación de nuevos conceptos (Redes Bayesianas), fortalezcan los procesos de análisis causa raíz de falla asociados a los sistemas BM y BES, y aseguren a su vez la gestión del conocimiento en la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

El conocimiento al interior de una organización es importante en la medida en que contribuye a conocer y comprender el comportamiento de ella misma y del entorno, favoreciendo la toma de decisiones. Y en la base de esto subyace la información. En muchas ocasiones, estas decisiones, están basadas en información incompleta, incierta o difusa, lo que impacta directamente en mayores costos, menor calidad de los productos y por ente en un menor nivel de Confiabilidad operacional. Es por ello que muchas de las más importantes empresas del mundo utilizan cada vez más sistemas o modelos expertos, que sirven como herramienta dinámica en el tratamiento y evaluación de problemas relacionados con información con alto grado de incertidumbre.

Este nivel de incertidumbre, puede reducirse mediante la aplicación de Redes Bayesianas, ya que según Neil & Tranham (2002), Torres y Meek<sup>4</sup>, Integrando información estadística y cualitativa, las RB representan: *Una herramienta que permite modelar el razonamiento y las interrelaciones bajo incertidumbre, ya que combinan estimaciones subjetivas y datos empíricos de expertos en el dominio a evaluar.*

Es esta combinación entonces, es la que permite disminuir la incertidumbre derivada de la información incompleta, incierta o difusa, es decir que en la aplicación de este teorema la falta de información no es un inconveniente que impida la obtención de resultados, gracias a la intervención de personas expertas, los cuales aportan sus conocimientos durante el desarrollo del modelo.

Actualmente en la Superintendencia de Operaciones Putumayo, los problemas asociados con las fallas en los equipos de fondo ya sean estos con sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico o Bombeo Electrosumergible, se gestionan mediante la aplicación de diagramas Causa y Efecto, los cuales son herramientas meramente cualitativas que por lo general intentan dar respuestas a cuestionamientos tales como: Cuando Ocurre?, A qué Hora Ocurrió? , Qué Efectos Tiene?, Por Que Ocurre?, etc., que tienen en cuenta solo la evidencia histórica y el criterio de profesionales del área en donde ocurrió la falla, pero, que en términos cuantitativos No agregan valor al análisis, ya que se obvian factores como: Nivel de exposición a la falla, probabilidad de ocurrencia, probabilidades condicionales, niveles de severidad, indicadores de riesgo, Simulación de la distribución de fallas, y cálculo de la provisión total, los cuales pueden ser estimados a partir de un modelo de de Redes Bayesianas el cual tiene en cuenta tanto la información histórica de los eventos de fallas como los indicadores de riesgo asociados a las mismas. De esta manera las redes serán construidas teniendo en cuenta los datos provenientes de la clasificación de las fallas y en la

---

<sup>4</sup> NEIL, M. y TRANHAM. Using Bayesian Networks to predict Op Risk, Operational Risk, 2002.

medida de lo posible, de expertos en el dominio del contexto en el cual se presenta.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone el diseño de una metodología que permita, por un lado, a nivel teórico, entender el proceso de construcción y elaboración de redes bayesianas para cualquier tipo de falla asociada a sistemas de Bombeo Mecánico o Electrosumergible, que se pueda tratar como modelos probabilísticos. Y de otro lado, a nivel práctico en la representación visual, estudio y exploración de casos prácticos, que nos permita evaluar los usos de las redes bayesianas dinámicas en los análisis de Causa Raíz.

### **1.3 OBJETIVOS**

**1.3.1 Objetivo General.** Diseñar una Metodología que permita la aplicación de la teoría de bayes en el análisis causa raíz de falla de los equipos de fondo, asociados a los sistemas de levantamiento: bombeo mecánico y electrosumergible como herramienta dinámica para asegurar la gestión del conocimiento en la Superintendencia de Operaciones Putumayo de la Gerencia Regional Sur de ECOPETROL S.A.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos.**

- Recopilar información referente a las áreas y grupos de pozos con sistema de Bombeo Mecánico y Electrosumergible de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.
- Categorizar los eventos de falla que presentan los sistemas de Bombeo Mecánico y Electrosumergible, teniendo en cuenta, el componente fallado, los síntomas y las causas o modos probables de falla.

- Definir los Niveles de Severidad y los indicadores de riesgo asociados a cada una de las fallas, teniendo en cuenta la información contenida en los reportes históricos y los datos suministrados por los expertos en cada uno de los sistemas de levantamiento.
- Documentar la metodología, mediante la definición de los pasos para la aplicación de los conceptos de las redes bayesianas a los Análisis Causa Raíz desarrollados en la SOP –ECOPETROL S.A,

#### **1.4 ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN**

La metodología general se soporta en la obtención de información teórica acerca de procedimientos y herramientas usadas en el Análisis Causa Raíz de Falla, de los equipos de fondo, asociados a sistemas de levantamiento artificial de los pozos de la Superintendencia de Operaciones putumayo, específicamente los que trabajan con BM y BES, así como la obtención de información cuantitativa y cualitativa referente a los modos de falla e incide de frecuencia de intervención a pozos. La secuencia lógica utilizada en el desarrollo de este proyecto se puede explicar en los siguientes 3 fases:

##### **1.4.1 Fase 1. Recopilación de Información General.**

**Revisión detallada de la información histórica y de los conceptos básicos fundamentales.**

- Contextualizar el alcance de la metodología con datos e información histórica pertinente a los campos, pozos y producción asociada a la SOP.

- Revisión y argumentación bibliográfica de los principales componentes del sistema de Bombeo Mecánico y Electrosumergible.
- Revisión y argumentación bibliográfica de los conceptos fundamentales del Análisis Causa Raíz y de la teoría de Bayes.

#### **1.4.2 Fase 2. Análisis y correlación de los datos de campo**

- Revisión y Análisis de la información confiable existente en reportes de campo y software de seguimiento de producción.
- Áreas y grupos de pozos con sistema de Bombeo Mecánico y Electrosumergible de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.
- Calculo del Índice de fallas e intervención a pozos en campos o grupos de pozos de producción de crudo de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.
- Herramientas y modelos empleados para el Análisis Causa Raíz en la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

#### **1.4.3 Fase 3. Diseño, desarrollo y aplicación.**

- **Clasificación de los principales componentes y factores que intervienen en las fallas que presentan en los equipos de fondo de los sistemas de Bombeo Mecánico y Electrosumergible.** Teniendo en cuenta, el componente fallado, los síntomas y las causas o modos probables de falla.
- **Definición de los Niveles de Severidad y los indicadores de riesgo** asociados a cada una de las fallas, teniendo en cuenta la información

contenida en los reportes históricos y los datos suministrados por los expertos en cada uno de los sistemas de levantamiento de la SOP.

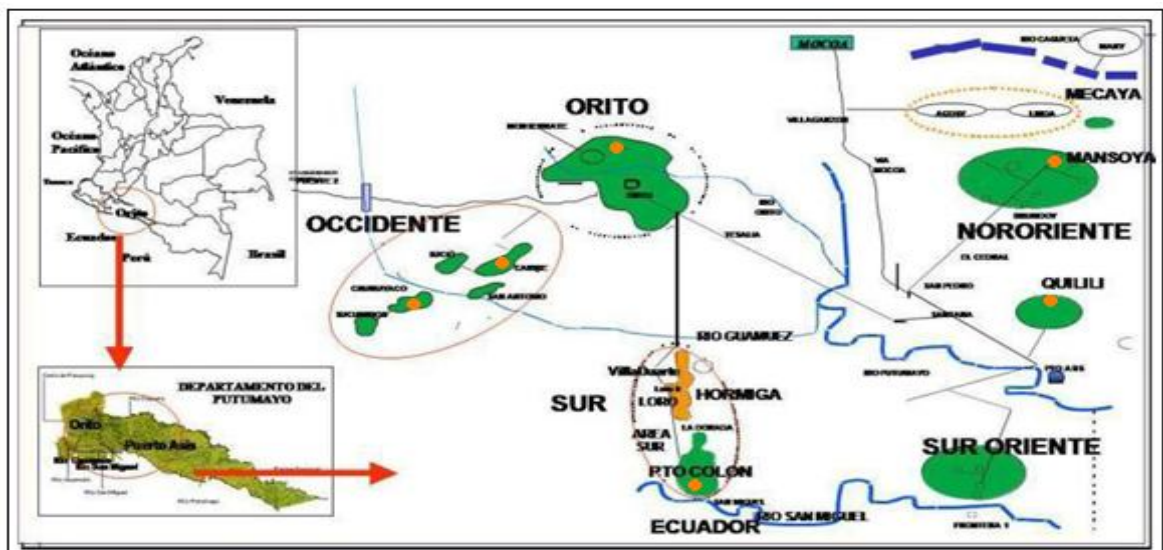
- **Elaboración de la metodología para la aplicación de la teoría de Bayes en los análisis causa raíz.**

El desarrollo de las diferentes fases, incluye información cualitativa y cuantitativa acerca de los campos o grupos de pozos de producción de la SOP. Durante estas fases es necesario elaborar mecanismos eficientes para obtener la información tales como encuestas y entrevistas a los profesionales relevantes de la parte directa o contratista, como también la búsqueda organizada en diferentes bases de datos (Software AVOCET® y OFM), sobre la información de modos de falla, índice de frecuencia de intervención a pozos, producción diferida, horas de intervención, que se encuentren asociadas al Sistema de Gestión Integral SOP.

## 1.5 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

### 1.5.1 Localización.

Figura 1. Distribución Campos ECOPETROL S.A- SOP.



Fuente: Departamento de Seguridad Física de ECOPETROL S.A – SOP

La Superintendencia de Operaciones Putumayo, se encuentra ubicada en el departamento del Putumayo, específicamente en el municipio de Orito, inscrita administrativamente a la gerencia Regional Sur de la empresa ECOPETROL S.A.

Inicia la administración de operaciones el día 29 de Abril del año 1981, después de que en Noviembre de 1979, Ecopetrol adquiriera las acciones de la Texas Petroleum Company, bajo la razón social Petrolera del Río Panamá S.A; en este departamento<sup>5</sup>.

Tiene a su cargo la operación y mantenimiento de los cuatro oleoductos que transportan el hidrocarburo producido en esta zona del país: Mansoya - Orito, San Miguel - Orito, Churuyaco - Orito y el Oleoducto Trasandino que sale del municipio de Orito hacia el puerto de transporte de Tumaco en Nariño.

Actualmente está distribuida en 4 campos de producción:

- Campo Orito
- Campo Nororient
- Campo Occidente
- Campo Sur

Los cuales aportan cerca de 10.000 Barriles de petróleos diarios.

---

<sup>5</sup> Orito y la explotación petrolera. Un caso de Colonización en el medio putumayo, 1963-1985. Monografía para optar por el título de antropóloga. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de antropología. Septiembre de 2004

### 1.5.1.1. Campo orito

**Figura 2. Localización Campo Orito**



Fuente. Departamento de Seguridad Física de ECOPETROL S.A – SOP

**Reseña Histórica.** El 26 de marzo de 1963 en la anticlinal de Orito se perforó el primer pozo, el pozo Orito. El 29 de Julio, el petróleo fluyó desde los 1900 metros de profundidad, con una producción inicial de 1.411bpd y de 37 grados API, esto despertó enormes expectativas por su tamaño y calidad del hidrocarburo, puesto que junto a los hallazgos de San Miguel, se pensó que eran los mayores yacimientos del país (para 1970 se planeó producción diaria de 25.000 hasta 30.000 toneladas de producción diaria, equivalente al total de producción colombiana en 1966, según Tillman, citado por Brücher) (Cáceres et.al, 1985:3) El cálculo de las reservas recuperables de Orito fue de 350 millones de barriles de crudo (Texas, 1991:29) Solo en 1968 se inicia formalmente la producción petrolera en estos pozos. El nivel más alto de producción del campo Orito fue alcanzado en 1971 con una cifra de producción, que varía según las fuentes, de 86.340 bpd (Texas, 1991:31) a 71.436 (Ecopetrol, s.f.) y 120.000 bpd (Torres, 1977:65)<sup>6</sup>.

**Producción Actual.** Según datos registrados en el programa Avocet®, la producción total año 2011 fue de 2.550.000 barriles netos de petróleo.

---

<sup>6</sup> Orito y la explotación petrolera. Un caso de Colonización en el medio putumayo, 1963-1985. Monografía para optar por el título de antropóloga. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de antropología. Septiembre de 2004

**Ubicación y extensión.** Ubicado en inmediaciones de los municipios de Orito, Vereda el Caldero, con una extensión de 17.195,23 hectáreas, equivalentes a 171.95 kilómetros cuadrados. Pertenecientes a la cuenca Caguan – Putumayo.

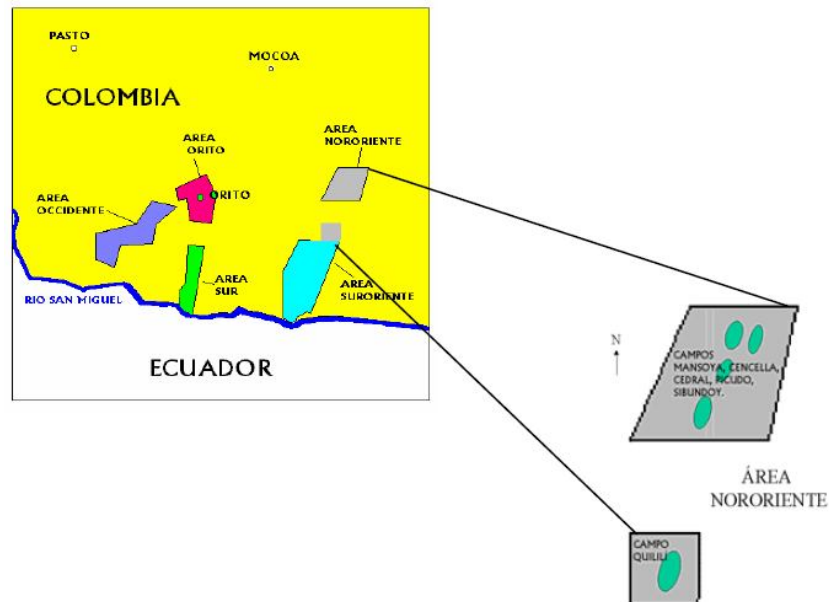
**Número de Pozos.** Este campo está conformado por 153 pozos en total, de los cuales, 61 se encuentran activos y 92 están inactivos.

**Sistemas de Levantamiento:** Del total de pozos activos 32 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico y 18 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible, 9 operan bajo el sistema de Bombeo por cavidades progresivas y 3 operan bajo el sistema de Gas Lift.

**Estaciones de Recolección.** Batería Uno y Batería Dos.

### 1.5.1.2 Campo Nororiente

Figura 3. Localización Campo Nororiente



Fuente. Departamento de Seguridad Física de ECOPETROL S.A – SOP

**Reseña Histórica.** En el área de Mansoyá, la perforación exploratoria se inició en 1988 con los pozos Mansoyá-1 y Sibundoy-1, con los cuales se descubrieron hidrocarburos en las arenas N y U de la formación Villeta, la arena U fue desarrollada con la perforación de los pozos Alborada-1, Cencellá-1, Yurilla-1, Picudo-1 y Picudo W-1 durante los años 1990 y 1992<sup>7</sup>.

**Producción Actual.** Según datos registrados del programa Avocet®, la producción aproximada año 2011 fue de 374.000 barriles netos de petróleo

**Ubicación y extensión.** Ubicado en inmediaciones de los municipios de Alborada, Mansoya, Quilili, Sibundoy y Yurilla, tiene una extensión aproximada de 24.513,81 hectáreas, equivalentes a 245,14 kilómetros cuadrados. Pertenecientes a la cuenca Caguan - Putumayo

**Número de Pozos.** Este campo está conformado por 7 pozos en total, de los cuales, 3 están Inactivos y 4 activos. A este campo pertenecen los pozos Alborada 1, Mansoya -1 Quililí 1, Quililí 2, Quililí 3 y Yurilla 1

**Sistemas de Levantamiento.** Del total de pozos activos 3 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico, 3 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible y 1 operan bajo el sistema de Bombeo por cavidades progresivas.

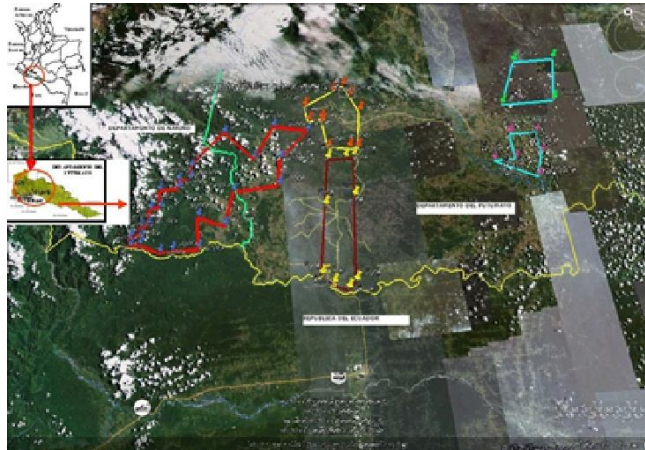
**Estaciones de Recolección.** Batería Mansoya y Batería Quilili.

---

<sup>7</sup> ARANGO, Luis G. Reportes Históricos Área Nororiente, Superintendencia de Operaciones Putumayo, Gestión documental, ECOPETROL S.A, Mayo de 1990

### 1.5.1.3 Campo Occidente

Figura 4. Localización Campo Occidente



Fuente: Departamento de Seguridad Física de ECOPETROL S.A – SOP

**Reseña Histórica.** Inicia Operaciones el día 16 de Febrero de 1988, con el pozo Quirillana 1, el petróleo fluyó desde los 2800 metros de profundidad, con una productividad inicial de 1200 bpd de 34 grados API<sup>8</sup>.

**Producción Actual.** Según datos registrados del programa Avocet®, la producción aproximada total año 2011 fue de 592.264 barriles netos de petróleo

**Ubicación y extensión.** Ubicado en inmediaciones de las veredas, Caribe, Churuyaco, Quriyana y el municipio de Sucumbios, tiene una extensión aproximada de 56.756 hectáreas, equivalentes a 567.56 kilómetros cuadrados.

**Número de Pozos.** Este campo está conformado por 24 pozos en total, de los cuales, 12 están Inactivos y 12 activos.

---

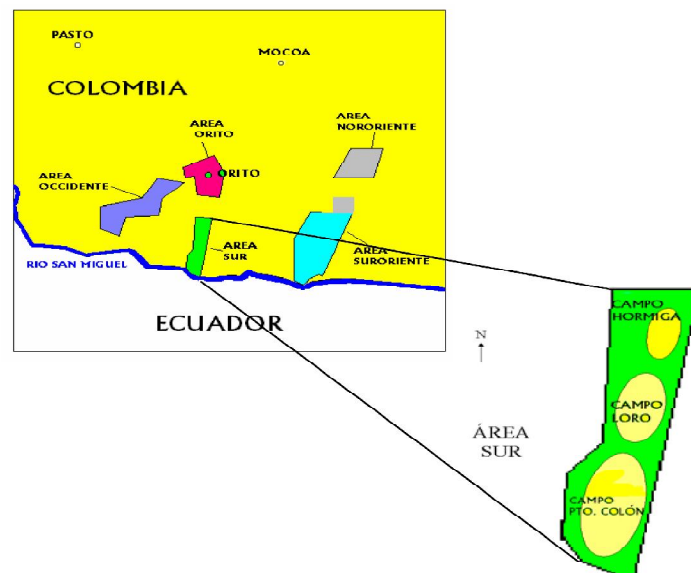
<sup>8</sup> Ibíd.

**Sistemas de Levantamiento.** Del total de pozos activos 4 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico y 5 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible. 3 producen por flujo Natural.

**Estaciones de Recolección.** Batería Caribe y Batería Churuyaco.

#### 1.5.1.4 Campo Sur.

Figura 5. Localización Campo Sur



Fuente. Departamento de Seguridad Física de ECOPELROL S.A – SOP

**Reseña Histórica.** Inicia Operaciones el día 24 de Abril de 1988, con el pozo Loro-1, el petróleo fluyó desde los 6852 pies, con una productividad inicial de 1500 bpd de 39 grados API<sup>9</sup>.

**Producción Actual.** Según datos registrados del programa Avocet®, la producción aproximada total año 2011 fue de 572.615,09 barriles netos de petróleo.

<sup>9</sup> MOLINA, Abelardo. Reportes Históricos Área Sur, Superintendencia de Operaciones Putumayo, ECOPELROL S.A, Mayo de 1995.

**Ubicación y extensión.** Ubicado en inmediaciones de los municipios de, San Miguel, La Hormiga, Loro y Colon, limita con el Ecuador y tiene una extensión aproximada de 24.085,81 Hectáreas, equivalentes a 240,86 kilómetros cuadrados.

**Número de Pozos.** Este campo está conformado por 41 pozos en total, de los cuales, 23 están Inactivos y 18 activos.

**Sistemas de Levantamiento.** Del total de pozos activos 3 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico y 4 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible. 3 operan bajo el sistema de Bombeo por cavidades progresivas. 8 operan bajo el sistema de Bombeo Hidráulico.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En los yacimientos los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento<sup>10</sup>.

Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que "*el pozo fluye naturalmente*", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

La Producción Por Flujo Natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del yacimiento.

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento, es necesario seleccionar el método de producción óptimo, este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más económica posible.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, de aquí surge lo que llamamos levantamiento artificial.

---

<sup>10</sup> CHARRY R. Carolina y REINA G. John F. Nuevas prácticas para la implementación de sistemas de levantamiento artificial mediante aplicación de arboles de decisión. Universidad Industrial de Santander, Especialización en Gerencia de hidrocarburos, Bucaramanga, 2012.

La mayoría de los pozos son capaces de producir por Flujo Natural en la primera etapa de su vida productiva, no obstante una vez finalizada la producción por Flujo Natural, es necesario seleccionar un Método de Levantamiento Artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye lo que implica que la producción baje hasta el momento en el cual el pozo deja de producir por sí mismo.

**2.1.1 Tipos y funcionalidad de los Sistemas de Levantamiento.** Los Métodos de Levantamiento Artificial consisten en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo. Existen algunos factores que representan los parámetros más importantes en la selección del equipo de Levantamiento Artificial:

- Inversión inicial
- Relación gastos operacionales /ingresos mensuales
- Vida útil del equipo
- Números de pozos en levantamiento artificial
- Disponibilidad del equipo excedente
- Vida del pozo

Cada uno de los sistemas de Levantamiento Artificial tiene limitaciones económicas y operacionales que lo excluyen de cualquier consideración en ciertas condiciones operacionales.

Una vez que haya sido elegido en el pozo el Método de Producción, debe diseñarse adecuadamente el equipo necesario para que este funcione en condiciones particulares del pozo. Por lo tanto, independientemente de la escogencia del método, se deberá suministrar al personal de operaciones

suficiente información y entrenamiento para que la instalación sea exitosa desde el punto de vista económico.

El propósito de los Métodos de Levantamiento Artificial, es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción como pueden ser: arenamiento, conificación de agua etc.

Existen diversos Métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran: los convencionales y no convencionales<sup>11</sup>

**2.1.2 Métodos de levantamiento artificial convencionales.** Son aquellos que poseen una aplicación común en la industria petrolera, ya que son los más utilizados en la producción de crudo actualmente. Dentro de este grupo encontramos:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Gas

**2.1.3 Métodos de levantamiento artificial no convencionales.** Son todas aquellas tecnologías desarrolladas y/o mejoradas en los últimos años. Entre estas se encuentran:

- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo de Cavidad Progresiva
- Bombeo Hidráulico

---

<sup>11</sup> HIRSCHFELDT, Clemente Marcelo y RUIZ, Rodrigo. Selection criteria for artificial lift system based on the mechanical limits: case study of golfo San Jorge basin. Society of Petroleum Engineers, 2009.14 p.

## 2.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO

**2.2.1 Generalidades del Sistema.** El Bombeo mecánico es el más común y el más utilizado de los métodos de levantamiento artificial existentes. Aproximadamente el 95% de todos los pozos en el mundo están bajo este sistema. Es usualmente el más económico y el sistema más fácil de mantener cuando es diseñado y operado apropiadamente<sup>12</sup>.

El bombeo mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudo pesado y extra pesado, aunque, también se usa en la producción de crudos medianos y livianos<sup>13</sup>.

En los años recientes, la tecnología ha revolucionado cada aspecto del bombeo mecánico. Hoy en día, usar computadoras para diseñar, identificar, balancear, y monitorear sistemas de bombeo es ya un hecho. Los desarrollos más recientes en tecnología para bombeo mecánicos incluyen simuladores muy precisos del sistema de bombeo y programas “Inteligentes”. Si bien esta tecnología es nueva, está avanzando rápidamente.

La necesidad de producir los pozos de la forma más rentable posible podría resultar en un incremento en el uso de computadoras en los años por venir. Todavía la habilidad de los poderosos programas de computadoras no ha podido eliminar la necesidad de entender las bases del bombeo mecánico. Se ha simplemente cambiado el énfasis en hacer manualmente cálculos tediosos, a aplicar resultados. Este es un paso en la dirección correcta debido a que mayor esfuerzo puede dedicarse a la optimización del comportamiento de pozos.

---

<sup>12</sup> THETA ENTERPRISE, INC. Software Avanzado de Optimización para Bombeo por Cabillas Consultaría y Entrenamiento John G. Svinos.

<sup>13</sup> Manual de Optimización del Bombeo Mecánico, entrenamiento en levantamiento artificial. Weatherford.

Sin el conocimiento de los principios básicos del bombeo mecánico el Ingeniero podría sentirse inseguro acerca de las tecnologías de punta de los programas de computadoras, controladores de bombeo, monitoreo remoto, etc.

Estos podrían parecer misteriosos y difíciles de entender. Estos sentimientos son comprensibles. Todavía, estos representan solo falta de conocimiento o entendimiento incompleto de los fundamentos del bombeo mecánico.

**2.2.2 Principios de Operación.** La función del sistema de bombeo mecánico por varillas es transmitir la potencia hasta la bomba de fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. Para que ocurra la acción del bombeo, el pistón realiza un movimiento recíprocante dentro del barril, la tubería confina la sarta de succión que acciona a su vez la bomba en el subsuelo; la cual está conformada por una válvula fija y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento de modo que solo permite el flujo en una sola dirección hacia el cabezal.

El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el balancín está en el punto muerto de inferior, las válvulas fijas y viajeras se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el inferior de la bomba.

Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanece cerrada durante la carrera ascendente fluido continúa liberando la válvula hasta que el pistón llega al punto muerto del pistón. La válvula fija se cierra y comienza la carrera descendente. El pistón se mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que existe en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo.

Esta acción genera que el fluido fluya desde la formación hasta el fondo del pozo, disminuyendo la presión en el fondo, logrando que un diferencial grande de presión entre la formación y por ende incremente la tasa de producción.

**2.2.3 Componentes del sistema de bombeo mecánico.** Los componentes que conforman el sistema de bombeo mecánico se dividen en dos categorías: Equipo de superficie y equipo de subsuelo. En este capítulo se examinará cada componente para entender cómo trabaja y como afecta al resto del sistema, haciendo énfasis en los equipos de Fondo.

**2.2.4 Equipo de superficie.** El equipo de superficie, está compuesto de todos aquellos componentes observables a simple vista. Por lo general está constituido por:

- UNIDAD MOTRIZ
  - Motores eléctricos
  - Motores ultra de alto deslizamiento
  - Motores a gas
- UNIDADES DE BOMBEO
- CAJA DE ENGRANAJE Y CONTRAPESOS
- BARRA PULIDA
- PRESA ESTOPA
- LÍNEAS DE FLUJO.

**2.2.4.1 Unidad motriz.** La unidad motriz es típicamente un motor eléctrico a gas o ACPM. La mayoría de las unidades motrices son motores eléctricos, los motores a gas o ACPM son usados en locaciones sin electricidad. La función de la unidad motriz es suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita. La unidad motriz afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje. Los hp del motor dependen de la profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo y

balanceo de la unidad, es importante resaltar que el tamaño de la unidad motriz puede tener un impacto significativo en la eficiencia del sistema. En la mayoría de los campos petroleros los motores están usualmente sobre dimensionados. Esto garantiza que habrá suficientes caballos de fuerza en el sistema.

**2.2.4.2 Motores Eléctricos.** Los motores eléctricos para bombas de cabillas son principalmente motores de inducción de tres fases. Se clasifican según deslizamiento y las características de torque durante el arranque. Por lo general su rango de deslizamiento va desde 5% hasta 13%.

**2.2.4.3 Motores de Ultra Alto Deslizamiento.** Motores eléctricos especiales con deslizamiento mayor al 13% son denominados motores de ultra alto deslizamiento. Estos son diseñados para variaciones altas de velocidad y pueden ayudar a reducir los torques picos en la caja de engranaje y las cargas de las cabillas.

**2.2.4.4 Motores a Gas o ACPM.** Existen dos tipos de motores. Motores de baja velocidad con uno o dos cilindros, y motores multicilindros de alta velocidad. Motores de baja velocidad tienen velocidades de 700 rpm o menores y alto torque. Motores multicilindros pueden tener altas variaciones de velocidad (hasta un 35%) más que motores de baja velocidad. Estos motores son generalmente más baratos que operar motores eléctricos. Sin embargo, los costos de capital y el mantenimiento son usualmente más altos. Son primordialmente utilizados en locaciones remotas si disponibilidad de electricidad.

**2.2.4.5 Unidades de bombeo.** La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz al movimiento ascendente-descendente de la barra pulida.

Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de caja de engranaje y estructura. También tiene suficiente capacidad de carrera para producir el fluido deseado.

Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, estas también tienen diferencias que podrían influenciar significativamente el comportamiento del sistema. Para maximizar la eficiencia del sistema se requiere entender las ventajas y las desventajas de las diferentes geometrías de las unidades de bombeo para las condiciones de los pozos. Esto puede hacerse simulando el sistema de bombeo con un moderno programa de diseño como el RODSTAR<sup>14</sup> que puede asertivamente modelar toda la geometría de las unidades de bombeo. Con tales programas se puede predecir la producción, cargas, tensión, torque y consumo de energía para diferentes geometrías de unidades de bombeo para la aplicación. Esta es la manera más precisa de comparar unidades. Las unidades de bombeo mecánico más representativas de la industria son:

- Unidad de Bombeo Tipo convencional
- Unidad de Bombeo Mark II
- Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire
- Unidad de Bombeo Rotaflex

**2.2.4.6 Caja de engranaje y contrapesas.** La función de la caja de engranaje es convertir torque bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torque y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:1. Esto significa que la caja de engranaje reduce los rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces.

**2.2.4.7 Contrapesas.** Si la caja de engranaje tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande. Afortunadamente, al usar contrapesos, el tamaño de la caja de engranaje puede ser minimizado.

---

<sup>14</sup> Ibíd.

Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar. Estos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son las más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las cabillas, quedando listos para ayudar nuevamente en la carrera ascendente. En otras palabras, en la carrera ascendente, las contrapesas proporcionan energía a la caja de engranaje (Al caer). En la carrera descendente estos almacenan energía (subiendo). La condición operacional ideal es igualar el torque en la carrera ascendente y descendente usando la cantidad correcta del momento de contrabalanceo. Cuando esto ocurre la unidad esta *Balanceada*.

Una unidad fuera de balance puede sobrecargar el motor y la caja de engranaje. Esto puede resultar en fallas costosas y perdidas de producción si no se corrige a tiempo. Para determinar si la unidad esta balanceada, debe hacerse un análisis de torque o registrar un grafico de amperaje del motor en la carrera ascendente y descendente.

**2.2.4.8 Barra pulida, prensa estopa y línea de flujo.** La barra pulida conecta la unidad de bombeo a la sarta de cabillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Como su nombre lo dice, la barra pulida tiene una superficie lisa y brillante. La superficie de la barra pulida previene el desgaste de las empacaduras de la prensa estopa. Las empacaduras de la prensa estopa están diseñadas para prevenir fugas de fluido. Si el pozo no produce suficiente petróleo para mantener lubricada la barra pulida entonces un lubricador es usualmente instalado encima del prensa estopa. Este lubricador prevendrá daños en la prensa estopa y la barra pulida con la constante lubricación. Las empacaduras del prensa estopa son apretadas para prevenir fugas en el cabezal. Pero, si se aprietan demasiado, podrían incrementarse las pérdidas de potencia en la barra pulida resultando en una mala interpretación de la carta dinográfica por la distorsión de las cargas sobre la barra pulida.

La función principal de la barra pulida es soportar el peso de la sarta de cabillas, bomba y fluido. Por lo tanto, la barra pulida experimenta cargas más altas que cualquier otra parte de la sarta.

**2.2.4.9 Las líneas de flujo.** Conectan el cabezal del pozo con el separador. Es importante entender el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema de bombeo por cabillas ya que la barra pulida soporta el peso de la sarta de cabillas y el fluido. También, debe sobreponerse a la presión en la línea. Altas presiones en la línea pueden resultar en altas cargas en la barra pulida y una baja en la eficiencia. Estas cargas adicionales en la barra pulida dependerán del diámetro del pistón. Mientras más grande sea el tamaño del pistón, más grande será el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema.

**2.2.5 Equipos de fondo.** El equipo de fondo está compuesto por todos aquellos componentes que se encuentran en el pozo, es decir, en el subsuelo. Por lo general está constituido por:

- REVESTIDOR y TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
- SARTA DE CABILLAS
- BOMBAS DE FONDO
- BOLAS Y ASIENTOS
- PISTONES
- BOMBAS ESPECIALES
- ANCLAS DE GAS (OPCIONAL)
- EQUIPO ADICIONAL DE FONDO DE POZO

**2.2.5.1 Revestimiento y tubería de producción.** El fluido se produce a través de la anular tubería-cabilla hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas

sobre las cabillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. Algunos modos de Falla que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen se producen por efecto de:

- Restricciones de flujo debido a parafinas y escamas.
- Cuellos de botella pueden ocurrir cuando la bomba tiene diámetros mayores que el diámetro interno de la tubería.
- Pozos desviados que incrementan la fricción entre cabillas y tubería.
- Tubería que es demasiado pequeña para la tasa de producción.
- Fugas en tubería no detectadas.

Todos estos problemas resultan en cargas más altas en todos los componentes del sistema.

#### **2.2.5.2 Sarta de cabillas.**

**Función.** La sarta de cabillas conecta la bomba de fondo con la barra pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de cabillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo.

**Tipo de Material.** Las cabillas de succión por lo general, son hechas de acero o fibra de vidrio. La mayoría de las cabillas son fabricadas 100% en acero. Sartas con mezclas acero y fibra de vidrio son también utilizadas en muchas locaciones. Estas son principalmente utilizadas en localizaciones con problemas de corrosión, para reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar la compra de unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción.

**Tamaños.** Cabillas de acero son fabricadas en longitudes de 25 o 30 pies. Cabillas de fibra de vidrio son construidas en longitudes de 25, 30 o 37,5 pies. El tamaño de cabillas de fibra de vidrio más común es 37.5 pies. Esto reduce el número de acoples haciendo la sarta tan ligera como sea posible. El rango del diámetro de cabillas de acero va de 0.5" hasta 1.25", para las de fibra de vidrio se encuentran rangos desde 0.75" hasta 1.5".

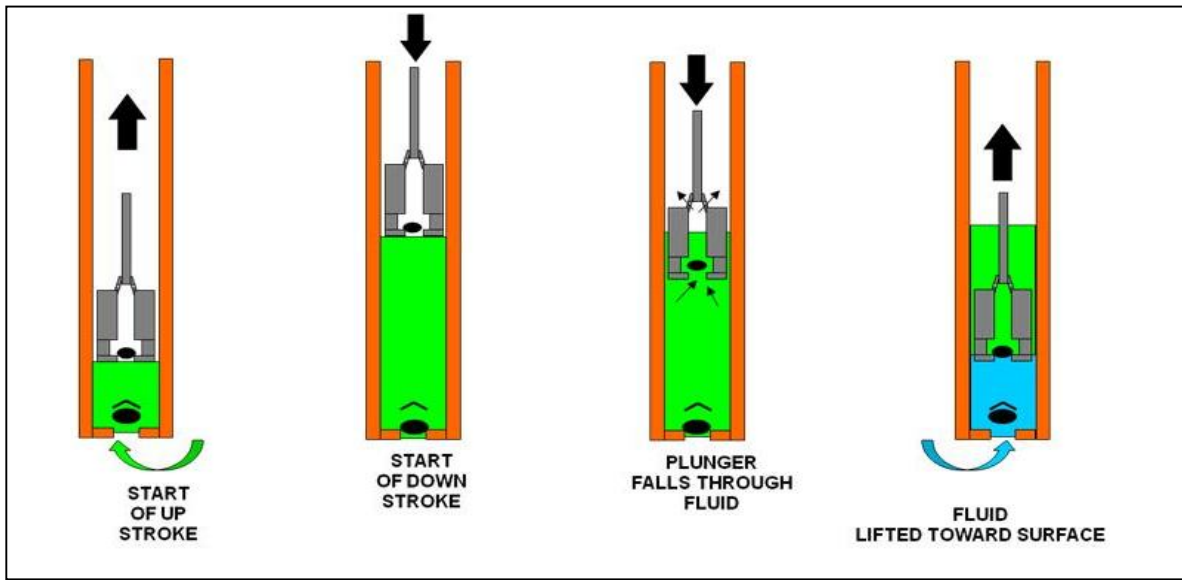
**Resistencia.** Cada cabilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las cabillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de cabillas se diseña usualmente de forma ahusada (adelgazamiento en forma cilíndrica). Diámetros mayores de cabillas son colocados en el tope y más pequeños en la base. Dependiendo de la profundidad, la sarta de cabillas va desde una (1) hasta cinco (5) secciones ahusadas. Las secciones típicas son 1"-7/8"-3/4" o 7/8"-3/4". Barras de peso (*Cabillas de diámetro mayor para el fondo de la sarta*) son comúnmente usadas para sobreponerse a las fuerzas de flotación y minimizar la compresión en las cabillas en la base de la sarta.

En el diseño de las sartas de cabillas, un ensayo para determinar el porcentaje en cada sección debería resultar en las mismas cargas tensionales al tope de cada sección de cabillas. La sarta de cabillas tiene un impacto mayor en el comportamiento del sistema. Afecta las cargas en la barra pulida y la caja de engranaje, consumo de energía, torque en la caja de engranaje, carrera de fondo, y frecuencia de fallas de las cabillas.

**2.2.5.3 Bombas de subsuelo.** La típica bomba por cabillas de succión es un arreglo Pistón –Barril. (*Analogía típica embolo-cilindro.*). El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada

válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve. La Figura 6 muestra un diagrama simplificado de las bombas de cabillas.

**Figura 6. Arreglo Pistón – Barril**



Fuente: Manual de Optimización del Bombeo Mecánico, entrenamiento en levantamiento artificial. Weatherford

Entender la operación de la bomba es esencial para la comprensión total del sistema incluyendo la interpretación de la forma de las cartas dinagráficas.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Esta influye en las cargas sobre la sarta de cabillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor. Sistemas con bombas de calibres grandes son muy sensibles a la presión en la línea de flujo, incluso pequeños aumentos en la presión de la línea podrían incrementar significativamente las cargas en la barra pulida.

**Acción de las Válvulas.** Para entender cómo trabaja la bomba hay que darle un vistazo a la acción de las válvulas, asumiendo que la bomba está llena con líquido

incompresible tal como petróleo muerto o agua. La figura anterior muestra cómo se comportan las válvulas viajeras y fijas durante el ciclo de bombeo.

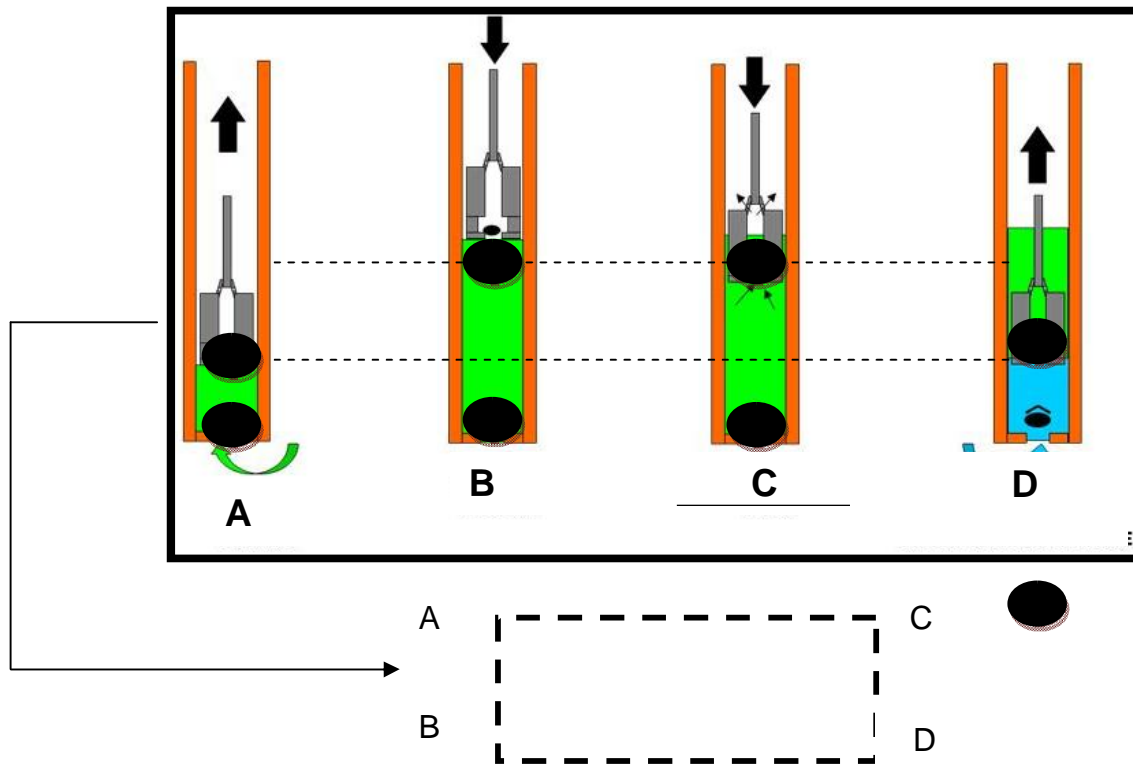
**Carrera Ascendente.** En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba.

**Carrera Descendente.** En la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo esta. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite.

Para un caso ideal de bomba llena y fluido incompresible, en la carrera ascendente la válvula viajera cierra, la fija abre y el fluido comienza a ser bombeado a través de la tubería hasta la superficie. En la carrera descendente, la válvula viajera abre y la fija cierra. Sin la acción de las válvulas, la producción no sería posible. Si la válvula fija no abre, el fluido no entraría a la bomba. Si la válvula viajera no abre entonces el fluido no entraría a la tubería.

**2.2.5.4 Acción de las Válvulas y Cargas de Fluido.** La acción de las válvulas es también importante para entender como las cargas de fluido son aplicadas al pistón de la bomba y la sarta de cabillas. Esto es necesario para entender la carga sobre las cabillas, forma de la carta dinagráfica y comportamiento de las cabillas de succión. Una carta dinagráfica es un grafico de carga versus posición. Si pudiera colocarse un instrumento para medir las cargas justo arriba del pistón de la bomba, se terminaría con una carta dinagráfica de fondo. Para entender como sería la carta dinagráfica de la bomba para el caso de bomba llena, Veamos la siguiente figura. Para este ejemplo la tubería está anclada.

Figura 7. Acción de las Válvulas y Cargas de Fluido



Fuente. Manual de Optimización del Bombeo Mecánico, entrenamiento en levantamiento artificial. Weatherford. Modificado por los autores.

**Carrera ascendente.** Al comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera cierra (*punto A de la Figura 7*). A este punto la válvula viajera levanta las cargas del fluido. Estas cargas permanecen constantes durante el recorrido ascendente (*del punto A hasta B*).

**Carrera descendente.** En la carrera descendente, cuando el pistón comienza el movimiento hacia abajo, la válvula viajera abre (*punto C*). En este punto la válvula viajera se libera de la carga de fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería a través de la válvula fija. Por lo tanto, la válvula viajera no lleva la carga de fluido durante la carrera descendente (*desde el punto C al D*). Las diferencias de carga entre los puntos A y D (o B y C) son las cargas del fluido en el pistón. De

acuerdo a la *Figura 2.9* las cargas de fluido son transferidas instantáneamente desde D hasta A y desde B hasta C.

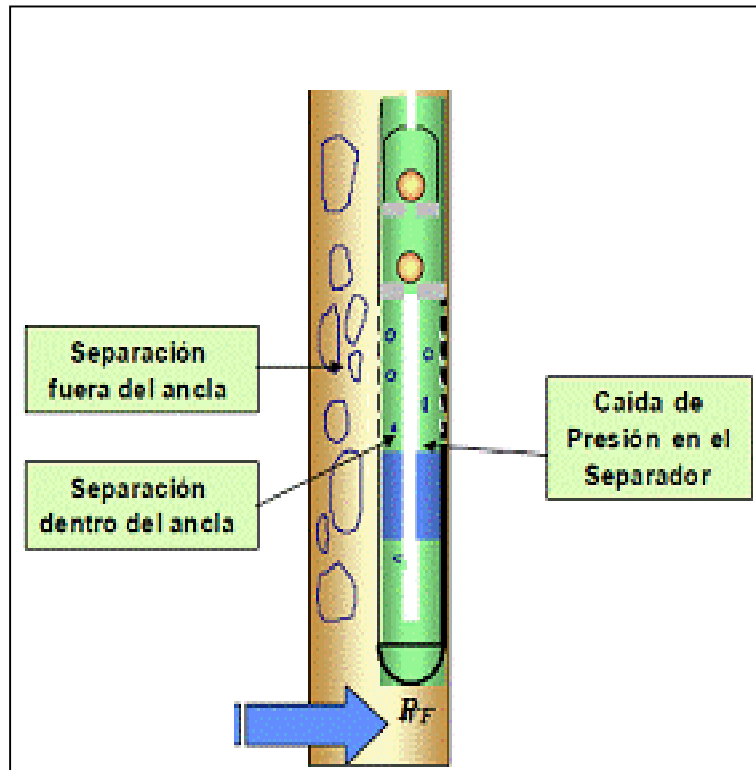
Esto es verdad solo al asumir incompresibilidad del fluido y bomba llena. Algunas veces tal como cuando pozos con alta producción de gas son bombeados, la transferencia de cargas de fluido no son instantáneas. La tasa de levantamiento de carga depende de la integridad de la bomba, el tipo de fluido bombeado, espaciamiento de la bomba, y si la tuberías esta o no anclada.

**2.2.5.5 Ancla de gas.** Las bombas de cabillas de succión están diseñadas para bombear líquido. La presencia de gas en el líquido producido reduce la eficiencia de la bomba.

En la carrera descendente, la bomba comprime el gas hasta que la presión dentro del barril es lo suficientemente alta para abrir la válvula viajera. Dependiendo de la cantidad de gas libre, una gran parte de la carrera ascendente puede desperdiciarse en la compresión del gas antes que algún líquido sea producido.

Debido a esto, eficiencias volumétricas menores al 50% son comunes cuando el gas entra a la bomba. En la carrera ascendente, como el gas entra a la bomba, este ocupa una gran parte del volumen de la bomba. Esto reduce la cantidad de líquido que puede entrar a la bomba. Las anclas de gas ayudan a reducir la cantidad de gas libre que entra en la bomba. Esto ocurre al permitir la separación del gas y su flujo hacia la superficie a través del anular revestido tubería antes de su entrada a la bomba

**Figura 8. Arreglo Pistón - Barril**



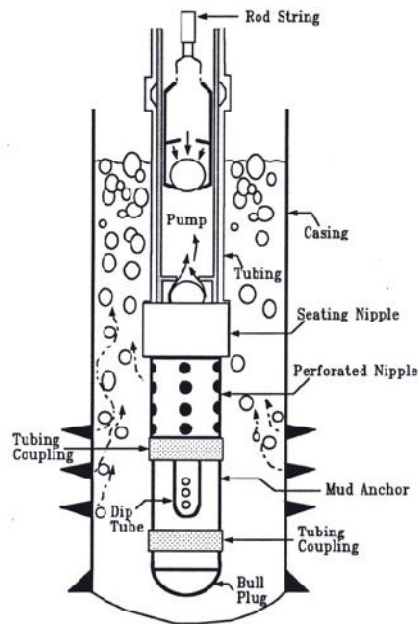
Fuente: Manual de Optimización del Bombeo Mecánico, entrenamiento en levantamiento artificial. Weatherford

La Figura 8 muestra un diagrama simplificado de cómo trabaja el ancla de gas. Forzando el fluido a moverse hacia abajo antes de entrar a la bomba, la mayor parte del gas se separa y fluye hacia arriba entre el anular revestidor-tubería. En pozos con problemas de interferencia de gas la entrada de la bomba debe moverse por debajo de las perforaciones. Esto permitirá la separación del gas que fluirá hacia arriba antes que entre dentro de la bomba.

**2.2.5.6 Equipo adicional de bombeo.** La Figura 9 muestra el equipo de subsuelo más comúnmente usado en pozos con bombeo por cabillas. El sistema de separación de gas incluye el niple perforado, el ancla de gas y tubo de barro, y el tapón al final el tubo de barro (*bull plug*). El bull plug y el niple perforado aseguran que ninguna basura (sucio, swab rubber, etc) entren en la bomba. El tubo de barro

está conectado al niple perforado y es la cámara que permite que el gas se separe desde el líquido antes de entrar a la bomba. El niple perforado es donde el fluido entra a la bomba. El niple de asentamiento (o zapata) es un acople de tubería especialmente diseñado que es internamente ahusado (estrechamiento) y permite asentar la bomba con un fuerte sello. Los niples de asentamiento tienen por igual cierre mecánico o por copas de fricción. Cuando una bomba de tubería es usada, la válvula fija se conecta en la base del pistón. Luego que la válvula esta fija en el niple de asentamiento, la sarta de cabillas se gira en contra de las agujas del reloj para liberar el pistón. Para bombas insertadas, el ensamblaje completo de la bomba se fija a la sarta de cabillas. Luego es, bajada dentro de la tubería hasta que se fija en el niple de asentamiento. El fondo de la bomba tiene un ensamblaje que se acopla al niple. Luego que la bomba se asienta el pistón es espaciado dentro del barril para evitar golpear el tope o base del barril de la bomba.

**Figura 9. Equipo adicional de bombeo**



Fuente. Manual de Optimización del Bombeo Mecánico, entrenamiento en levantamiento artificial. Weatherford

**2.2.5.7 Parámetros y Rangos de Aplicación.** Uno de los factores más importantes a considerar es la máxima tasa de producción que se desea. Dependiendo de la profundidad de la bomba, el bombeo mecánico puede no cumplir con la capacidad de producción deseada. La capacidad de producción del bombeo mecánico cae rápidamente con profundidad. Sin embargo, en el rango en el que puede usarse el Bombeo Mecánico, es difícil superar su eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio.

Usualmente la decisión de que método de levantamiento utilizar depende de muchos factores que incluyen: Localización geográfica, disponibilidad de electricidad o gas, producción de arena u otros sólidos, desviación del pozo, acumulación de escamas y parafinas, costos del equipo, etc.

Existen diversos parámetros para la aplicación de este sistema, los cuales son:

- Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
- No se puede utilizar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Solo se utiliza en pozos unidireccionales.
- Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500 °F.

**2.2.5.8 Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico.** Como cualquier otro método de levantamiento artificial, el bombeo mecánico tiene sus pros y contras que son importantes cuando se determina que método de levantamiento usar para una aplicación particular.

## **VENTAJAS**

Facilidad para realizar servicios y operaciones.

Puede cambiarse fácilmente la tasa de Producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera

Se puede disminuir la presión de entrada de la bomba para maximizar la Producción.

Es el método de levantamiento artificial más eficiente.

Facilidad para el cambio de las Unidades de superficie.

Versatilidad para la utilización de motores a gas o ACPM, en lugares no hay disponibilidad eléctrica

Se pueden usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas en varillas

Puede ser monitoreado de manera remota con un sistema controlador de bombeo.

Se pueden usar modernos análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema.

## **DESVENTAJAS**

Problemático en pozos desviados.

No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos.

No puede manejar producción excesiva de arena.

La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas Libre.

Las tasas de producción caen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial.

No es oportuno en áreas urbanas. remota con un sistema controlador de bombeo.

## **2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

**2.3.1 Generalidades del Sistema.** El sistema de bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de una amplia gama de crudos, que en ocasiones y dependiendo de las condiciones de operación puede ir desde los extrapesados, pasando por los livianos y medianos, es considerado como un método de producción económico y efectivo, su diseño compacto lo habilita para levantar grandes cantidades de crudo en pozos profundos.

Es un método que exige de la aplicación de herramientas efectivas para la supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema. Comparativamente con otros sistemas artificiales de producción utilizados en la industria petrolera, este sistema tiene ventajas y desventajas. Si bien es cierto que por un lado, es uno de los métodos más automatizables y de fácil operación, por otro, está constituido por equipos complejos y de alto costo. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

**2.3.2 Principios de Operación.** Tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de impulsores que conforman una bomba multietapa. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado y acoplado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

**2.3.3 Componentes del sistema de bombeo mecánico.** El sistema de Bombeo Electrosumergible consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de fondo y equipos de superficie.

**2.3.3.1 Equipo de superficie.** Los equipos de superficie del sistema de bombeo electrosumergible, están conformados por:

- Set de transformadores de corriente
- Tablero de control
- Variador de frecuencia
- Caja de venteo
- Cabezal de descarga
- Cabezal de pozo
- Variador de frecuencia.

**Set de Transformadores de corriente.** Está constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje que requiere el motor. Se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

**Tablero de control.** Es el componente desde el cual se administra la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto, los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

**Variador de Frecuencia.** Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.

**Caja de venteo.** Está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control. Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

**Figura 10. Equipos de Superficie Bombeo Electrosumergible.**



Fuente. REDA-Schlumberger. Curso Avanzado de Operaciones de Bombeo Electrosumergible. Tulsa, Oklahoma. 1998

**Cabezal de descarga.** El cabezal del pozo debe ser equipado con un cabezal en el tubing tipo hidratante o empaque cerrado. Los cabezales de superficie pueden ser de varios tipos diferentes, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

- Tipo Hércules, para baja presión y Tipo Roscado, para alta presión.

**Figura 11. Cabezal de descarga y caja de venteo**

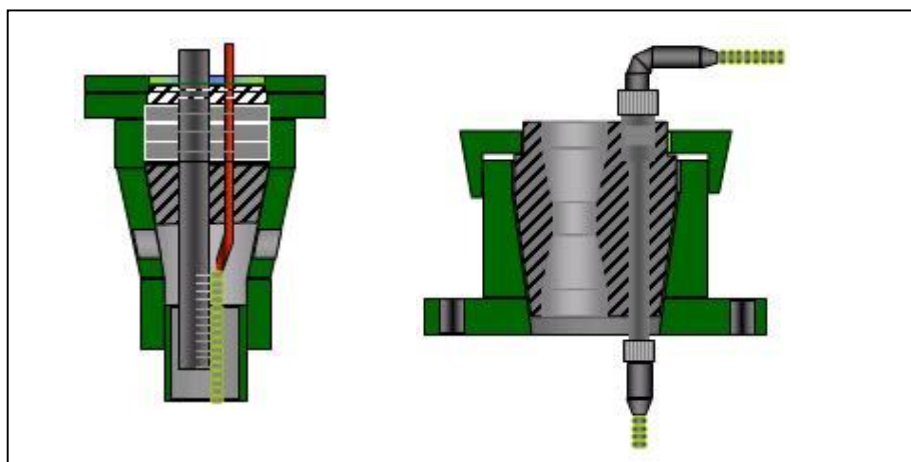


Fuente. REDA-Schlumberger. Curso Avanzado de Operaciones de Bombeo Electrosumergible. Tulsa, Oklahoma. 1998

**Cabezales Tipo Hércules.** Son utilizados en pozos con baja presión en el espacio anular, y en instalaciones no muy profundas. Estos poseen un colgador de tubería tipo cuña, y un pasaje para el cable. El cable de potencia cruza a través de ellos hasta la caja de venteo, y es empacado por un juego de gomas prensadas.

**Cabezales Tipo Roscado.** Se utilizan en operaciones "Costa Afuera", pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a alta profundidad. En ellos la tubería esta roscada al colgador, y este se suspende del cabezal.

**Figura 12. Cabezales Tipo Hércules y Tipo Roscado.**



Fuente. Baker Hughes Centrilift. Centrilift Handbook Catalog. Claremore,

Oklahoma. 2001. El colgador cuenta con un orificio roscado, junto al de la tubería de producción, en el cual se coloca un conector especial (Mini-Mandrel). El cable de potencia se empalma a una cola de cable, de similares características, que posee un conector en uno de sus extremos. Este conector se conecta con el del penetrador del colgador. En el lado exterior del cabezal, se instala otra cola de cable, de inferior calidad, que cuenta con un conector en ángulo, que se conecta al penetrador del colgador. El otro extremo se conecta a la caja de venteo en superficies

**2.3.3.2 Equipo de Fondo.** Los equipos de fondo son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. Las compañías de bombeo electrosumergible se especializan en la fabricación de estos equipos, mientras que los componentes de superficie son considerados misceláneos. El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por:

LA BOMBA CENTRIFUGA SUMERGIBLE

- Impulsores
- Difusores

LA SECCIÓN DE ENTRADA ESTÁNDAR O EL SEPARADOR DE GAS

LA SECCIÓN DE SELLO O PROTECTOR,

EL MOTOR ELÉCTRICO

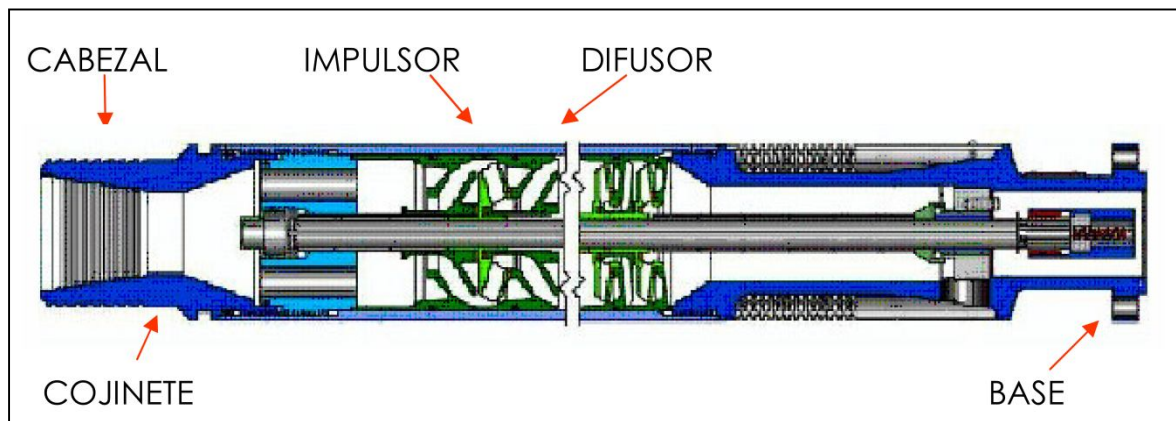
SENSOR DE FONDO

- **Bomba Centrífuga Sumergible.** Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapa, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. Figura 14. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello.

**Impulsores.** El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa

al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido de movimiento. Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

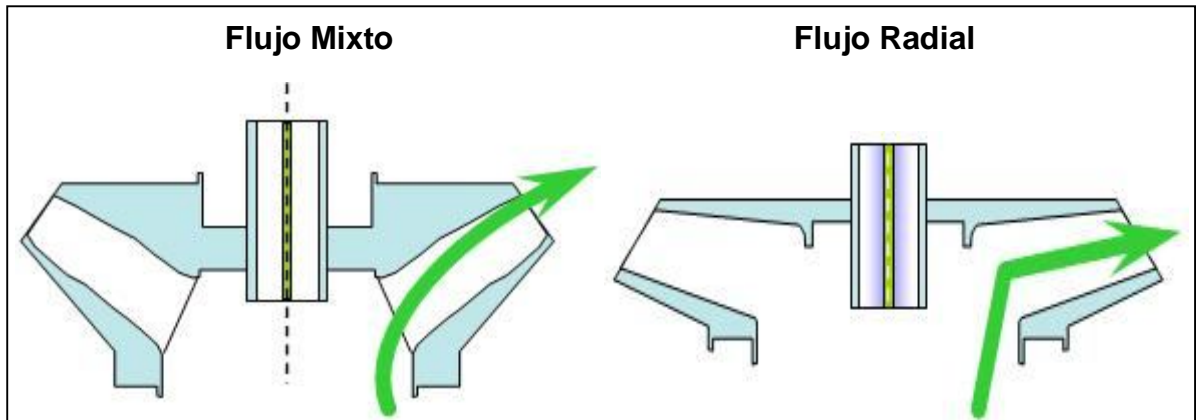
**Figura 13. Bomba Centrífuga Sumergible**



Fuente. Baker Hughes Centrilift. Centrilift Handbook Catalog. Claremore,

El diseño de las bombas centrífugas sumergibles cae dentro de dos categorías generales. Las bombas de flujo pequeño tienen generalmente un diseño de flujo radial. La Figura 14 muestra la configuración de este tipo de etapa. Se puede observar que el impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño, del orden de aproximadamente 1,900BPD (300 m<sup>3</sup>/d) en las bombas serie 400 y del orden de 3,500 BPD (550 m<sup>3</sup>/d) en bombas de mayor diámetro, el diseño cambia a un flujo mixto. La figura 14 muestra esta configuración. El impulsor en este tipo de diseño de etapa le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

**Figura 14. Configuración Flujo en Impulsores**



Fuente. Baker Hughes Centrilift. Centrilift Handbook Catalog. Claremore, Modificada por los autores.

Otra clasificación de los diferentes tipos de bombas se realiza según la SERIE de las mismas. A la vez, la serie está directamente relacionada con el diámetro de la bomba, por ejemplo "A"; "D"; "G"; "H"; Etc.

**Características, Inconvenientes y posibles soluciones.** Para establecer las posibilidades de aplicación de una bomba ya construida, por lo que se refiere al gasto es necesario determinar mediante pruebas prácticas, sus curvas características o de comportamiento; las cuales indican para diversos gastos, los valores de eficiencia y longitud de columna hidráulica que es capaz de desarrollar la bomba; así como, la potencia al freno en cada caso, para tal análisis se puede tener como referencia la Tabla 1.

Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa 1.0 y viscosidad 1-0 cp haciéndola trabajar a velocidad constante y estrangulando la descarga. Durante la prueba se miden en varios puntos: el gasto, el incremento de presión a través de la bomba y la potencia al freno. El incremento de presión se convierte a carga de columna hidráulica y se calcula la eficiencia total de la bomba.

**Tabla 1. Rangos de Aplicación Bomba BES**

SERIES	OD (in.)	Minimum Casing Size (in.)	60 Hertz Minimum Flow 8PD	60 Hertz Maximum Flow 8PD	50 Hertz Minimum Flow M3/D	50 Hertz Maximum Flow M3/D
A	3.38	100	2000	13	13	265
D	4	100	5200	13	13	689
G	5.13	800	12000	106	106	1590
S	0.38	1600	11000	210	210	1300
H	5.63	9200	26000	1219	1219	3445
J	6.75	6000	25000	795	795	3313
M	8.63	12000	32500	1590	1590	4306
N	9.5	24000	59000	3180	3180	7818
P	11.25	53600	95800	7102	7102	12694

Fuente. Baker Hughes Centrilift. Centrilift Handbook Catalog. Claremore, Modificada por los autores.

Con base en esos datos se dibujan las curvas de carga, potencia al freno y eficiencia en función del gasto manejado.

**Construcción de curvas características.** La construcción de gráficas con curvas características para una bomba se realiza de la siguiente manera:

- El gasto se mide por medio de recipientes aforados u orificios calibrados.
- La altura total de elevación o carga hidráulica, se determina fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga por medio de un manómetro.
- La potencia se determina por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
- El número de revoluciones por minuto se obtiene por medio de un tacómetro o por medio de un contador de revoluciones.

- La eficiencia se obtiene al despejarla de la fórmula de la potencia.

Siguiendo las consideraciones anteriores y mediante pruebas sucesivas, se van construyendo las curvas características de la bomba.

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables, lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, por ejemplo a 3500 rpm, en este caso el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 5300 pies, para lo cual, se requiere una potencia de 40 Hp, todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo: la curva de capacidad de carga, baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto.

Continuando con la apertura de la válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, la eficiencia y la potencia. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba.

Sin embargo, las bombas en realidad se utilizan para bombear líquidos de diferentes densidades y viscosidades, operando a otras velocidades también constantes.

En estos casos es necesario tomar en cuenta el efecto de algunos parámetros a fin de predecir el comportamiento de la bomba bajo condiciones reales de operación:

**Efecto del gasto.** Una bomba operando un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto

inferior produce empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75 % al 95% del gasto de mayor eficiencia de la bomba. Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluido. De esta característica se desprende el siguiente concepto:

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma cuando la bomba maneje agua de densidad relativa 1.0, aceite de densidad relativa 0.85, salmuera de densidad relativa 1.35, o cualquier otro fluido de diferente densidad relativa. En estos casos la lectura de la presión en la descarga de la bomba es diferente, únicamente permanecen fijos el diámetro y la velocidad del impulsor.

Una interpretación diferente del concepto anterior, es que cada etapa de la bomba imprime a los fluidos un incremento de presión exactamente igual. En esta forma, si la primera etapa eleva la presión en 0.5 (Kg/cm<sup>2</sup>) y la bomba tiene 20 etapas, el incremento total de presión que se obtiene es de 10 (Kg/cm<sup>2</sup>).

**Efecto del cambio de velocidad.** El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

**Efecto de la densidad relativa.** La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de

la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

**Efectos de cambio del diámetro de impulsor.** La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs gasto, incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración.

En cuanto a la forma de utilizar las gráficas de curvas características, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas, verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

**Fenómeno de Cavitación.** Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de

martillo o choque. Este fenómeno se conoce como Cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

- **Sección Succión ó INTAKE:**

**Figura 15. Succión Estándar**



Fuente. Baker Hughes Centrilift. Centrilift Handbook Catalog. Claremore, Modificada por los autores.

Este componente es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie.

Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

- Las succiones estándar
- Los separadores de Gas

Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.

- **Separador de Gas**

**Figura 16. Separador de Gas**



Fuente. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilift. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004.

El uso del Separador de Gas, como un elemento complementario del equipo BES, se ha convertido poco a poco en obligatorio. En primera instancia en pozos que inicialmente tienen una alta relación gas-petróleo, y en segunda instancia como medida preventiva, a fin de evitar trabajos de Running y Pulling cuando el pozo comienza a depletarse. El separador de gas permite el ingreso de fluidos al interior de la bomba y tiene como finalidad eliminar la cantidad de gas que se encuentra en solución en el petróleo. Por lo general se instala entre la Bomba y el protector.

**Principio de operación.** El crudo entra al separador y es guiado hacia una cámara centrífuga rotativa por la acción de un inductor. Una vez en el centrifugado, es llevado a la pared externa de la cámara rotativa por la fuerza centrífuga, dejando al gas en cercanías del centro. El gas es separado del crudo

por medio de un divisor y es expulsado nuevamente al espacio anular del pozo donde asciende por el mismo. El crudo se dirige hacia la entrada de la bomba en donde es direccionado hacia la superficie.

**Tipos.** Existen dos tipos de separadores: Convencional, y Centrífugo.

**Separador de Gas Convencional.** Su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes.

**Separador de Gas centrífugo.** Trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Una aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la turbina de producción.

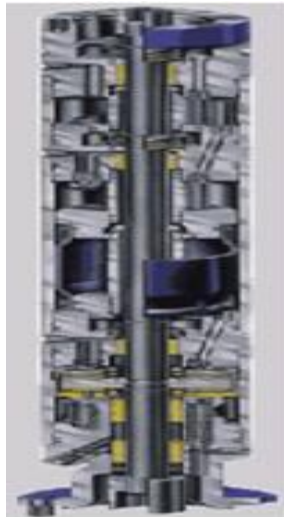
**Eficiencia.** El separador de gas típico tiene un rango de eficiencia de 80% a 95%. La eficiencia del sistema se ve afectada por los volúmenes, la composición y las propiedades del fluido. Los dispositivos de separación de gas se conectan frecuentemente en tándem para mejorar la eficiencia total en aplicaciones con elevada cantidad de gas. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

**Efectos y Recomendaciones.** Es necesario mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción. Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están:

- El comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características,
- Reducción de su eficiencia, fluctuación de carga en el motor,
- Posible efecto de cavitación y otros consecuentes.

- **Protector o Sello.** Este componente también se conoce bajo el nombre de “Sección sellante”, se localiza entre el motor y la bomba y está específicamente diseñado para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del BHA BES.

**Figura 17. Separador de Gas**



Fuente. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilift. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004.

**Funciones.** Las funciones básicas de este equipo son:

- Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.
- Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico.
- Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.
- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

**Principio de Operación y Tipos.** Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. El diseño mecánico y principio de operación de los protectores difiere según el fabricante. La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo.

- **Protector convencional.** Protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. Se ha determinado que el mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación. Este enfoque llevó al desarrollo de la sección sellante tipo "D" en el cual se aísla el aceite del motor del fluido del pozo por medio de un líquido inerte bloqueante.
- **Protector de tres cámaras.** Constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido. Este tipo de sección

sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo.

Las características y beneficios de este tipo de protector son:

- Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados.
- Distribución amplia de los sellos que permite una mejor disipación de calor.
- Cada sello mecánico protege su propio recipiente, creando tres secciones sellantes en una unidad.
- Un tubo permite que haya flujo de aceite lubricante entre los tres recipientes.
- La barrera elástica en la cámara superior permite la contracción-expansión del aceite del motor cuando la temperatura cambia desde la superficie hasta el fondo y a la de operación.
- La barrera elástica es resistente al ataque químico y la penetración del gas, por lo que el aceite del motor se protege efectivamente contra contaminantes.
- Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión-contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado.
- Los sellos, al igual que bombas y motores, se clasifican según su SERIE, la que se relaciona directamente con su diámetro exterior.

**Nomenclatura.** La nomenclatura utilizada, es la misma que para los motores. TR3; TR4; TR5 y TR7. La Tabla 2 muestra capacidad de los motores.

**Tabla 2. Máxima capacidad de los motores.**

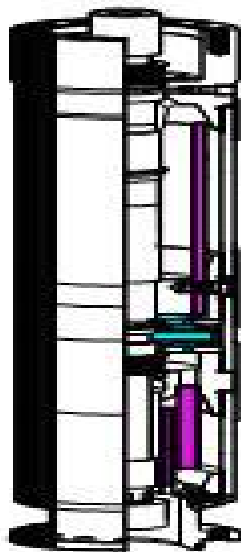
SERIE	Diámetro	Single Rango HP	Tandem Rango HP	Max. HP Tandem	Max Nro Sección
TR3	3.75 IN	7.5/25	15/76	76	
TR4	4.56	10/120	20/360	360	
TR5	5.40	20/225	40/675	67	
TR7					

Fuente. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilift. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004.

**Cámaras Sellantes.** Actualmente los sellos se pueden configurar en función de las necesidades propias de cada pozo, combinando diferentes tipos de cámaras, cojinetes de empuje, sellos mecánicos y materiales a utilizar, haciéndolo personalizado a cada aplicación. Las cámaras de un sello pueden ser de dos tipos:

- Laberinto
- Sello positivo (bolsa de goma)

**Figura 18. Cámaras de Laberinto**



Fuente. Schlumberger.

**Cámaras de laberinto.** Están compuestas por una serie de tubos, que forman un laberinto en el interior de esta para hacer el camino difícil al fluido de pozo que intenta ingresar al motor. Este tipo de cámara puede seleccionarse para aquellos pozos donde el fluido a producir tiene una densidad superior a la del aceite del motor (con alto corte de agua), o en pozos verticales.

**Figura 19. Cámaras de Sello Positivo**



Fuente. Schlumberger.

**Cámaras de Sello Positivo.** Son recomendables para utilizar en aquellos pozos donde la densidad del fluido es semejante a la del aceite del motor o los equipos son instalados en la sección desviada del pozo.

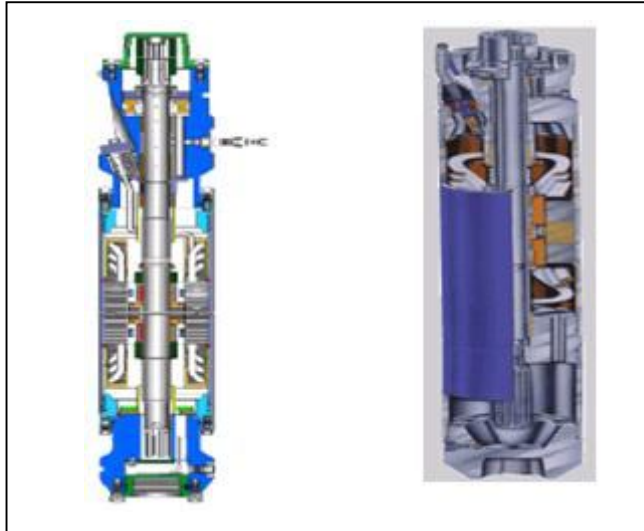
La bolsa de goma es un elastómero que tiene la finalidad de evitar el contacto físico de los fluidos del pozo con el aceite del motor, pero al ser muy flexible cumple con equilibrar las presiones en ambos lados de ella. A su vez, cuando el equipo comienza a inclinarse, los laberintos comienzan a perder su capacidad de expansión, la cual puede recuperarse utilizando cámaras de sello positivo.

A medida que la inclinación aumenta se hace necesario incrementar la cantidad de cámaras con elastómero, pudiendo llegar a colocarse hasta 4 cámaras de bolsa por cada tándem.

Esto permite alcanzar inclinaciones de hasta 75° u 80°

- **Motor Eléctrico Sumergible**

**Figura 20. Corte transversal de un motor**



Fuente. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilift. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004.

El Motor eléctrico es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos, dependiendo de las condiciones de operación del pozo pueden ser bipolares, trifásicos, de inducción o tipo jaula de ardilla.

Normalmente, consisten en una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente.

Los motores son clasificados a través de series y están directamente relacionadas con el diámetro externo del motor. En el caso de ESP, los motores se designan con números, de acuerdo a su diámetro externo: TR3; TR4; TR5 y TR7.

**Principio de Operación.** Para su correcto funcionamiento, se llenan con aceite mineral altamente refinado que posee alta resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. Dicho aceite,

permite que el calor generado en el motor, sea transferido a la carcasa y de ésta a los fluidos de pozo que pasan por la parte externa de la misma; razón por la que el aparejo no debe quedar abajo del intervalo disparado si no que se recomienda colocarlos por encima de las perforaciones. En la operación del motor, dos componentes regulan el movimiento y funcionamiento; El estator y el Rotor.

**El Estator.** Está compuesto de un grupo de electroimanes individuales organizados de tal manera que forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán mirando hacia el centro del grupo. Ya que no hay ningún movimiento físico del estator, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator de manera que su campo magnético combinado gira. En un motor de corriente alterna, esto se logra fácilmente ya que la inversión de la corriente cada medio ciclo automáticamente cambiará la polaridad en cada polo del estator.

**El rotor.** Está compuesto de un grupo de electroimanes arreglados en un cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator. El rotor gira simplemente por medio de atracción y repulsión magnética al tratar sus polos de seguir el campo eléctrico rotante generado por el estator. No hay conexión externa al rotor, el flujo de corriente a través de los polos eléctricos del rotor está inducido por el campo magnético creado en el estator. La velocidad a la cual gira el campo del estator es la velocidad sincrónica.

**Requerimientos de Voltaje, Amperaje y Potencia.** El voltaje de operación puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 5.000 voltios. El amperaje puede variar de 12 a 200 amperios y la potencia requerida se logra simplemente aumentando la longitud o el diámetro del motor.

**Tamaño e Instalación.** Los motores de un solo cuerpo o sección más largos se aproximan a los 33 pies de largo y pueden estar diseñados para generar hasta 400 caballos de fuerza, mientras que otros integrados en tandem alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 1000 (hp).

Se instalan en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes. Soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz).

Está compuesto de rotores, generalmente de 12" a 18" pulgadas, los cuales están montados sobre la flecha y los estatores sobre la carcasa. El cojinete de empuje soporta la carga de los rotores.

**Especificaciones de Diseño.** Pruebas de laboratorio indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 pie/seg para lograr un enfriamiento adecuado.

La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje.

En pozos muy profundos, la economía es un factor importante, con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y más caro. Cuando seleccionemos motores en tandem, debemos tener en cuenta lo siguiente:

- Si utilizamos dos motores tendremos doble potencia y se requiere doble voltaje en superficie.
- El amperaje máximo permitido será el estipulado en la placa del motor.

- **Sensor de Fondo**

**Figura 21. Corte transversal de un motor**



Fuente. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilift. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004. Modificada por los autores.

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba. Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador, para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

**Composición y principios de operación.** Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. El sensor de fondo está conectado a la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia.

**Sensor de Presión y Temperatura.** Puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba. Es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan

cambios de temperatura, a intervalos específicos. Durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas, permitiendo la realización de registros manuales, por lo cual un operador puede determinar cuándo es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar el volumen de inyección o considerar una intervención del pozo.

Los proveedores de los sistemas BES ofrecen diferentes tipos de sensores de presión y temperatura de fondo de pozo. Estos sistemas varían en diseño, costo, precisión, confiabilidad, operación y capacidad. El sistema típico tiene la capacidad de (1) monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo, (2) proporcionar la detección de las fallas eléctricas, y (3) puede colocarse en interface con el controlador de velocidad variable para regular la velocidad.

- **Cables.** La unión eléctrica entre los equipos instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie, se logra gracias a la conductividad de un cable de potencia trifásico. Este cable se fija a la tubería de producción por medio de flejes o protectores sujetadores especiales.

**Características.** Este cable debe ser pequeño en diámetro, bien protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro físico y eléctrico causado por efecto de los ambientes calientes y agresivos del pozo.

**Tipos de Cable.** Existen muchos tipos diferentes de cable, y la selección de uno de ellos depende de las condiciones a las que estará sometido en el subsuelo, los más utilizados en la industria son:

- Extensión de Cable Plano.
- Cable de Potencia.
- Conectores de Superficie.

Las especificaciones según el tipo de cable se puede resumir en la siguiente tabla:

**Tabla 3. Tipos de Cable**

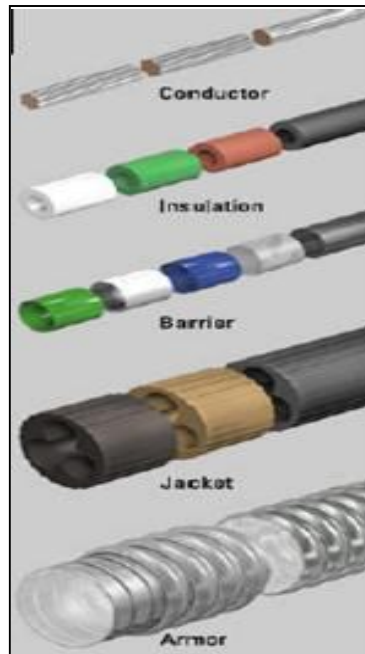
DENOMINACION	TIPO	CAMISA	BARRERA	TEM SUBSUELO	MAX. TEMP	RE	PLAN
PPE/HDPE 135	POLIPROPILENO / ETILENO	POLIPROPILENO	NO	135°	165°	SI	NO
SPECIALINE 205	POLIPROPILENO / ETILENO	NITRILO	NO	170°	205°	SI	NO
SPECIALINE 205	POLIPROPILENO / ETILENO	NITRILO	TEDLAR/N YLON	170°	205°	NO	SI
SPECIALINE 300	EPDM	NITRILO	TAPE	268°	300°	SI	SI
SPECIALINE 400	EPDM	NITRILO DE ALTA	TAPE	360°	400°	SI	SI
SPECIALINE 450	EPDM	PLOMO	NYLON	400°	450°	NO	SI

Fuente. REDA-Schlumberger. Baker Hughes Centrilit. Reportes de Teardown pozos Superintendencia de Operaciones Orito. 2001-2004. Modificada por los autores.

- **Extensión de cable plano.** Es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor. En el otro extremo este se empalma al cable de potencia. Son de un tamaño inferior a los cables de potencia pero protege las mismas características.
- **Cable de Potencia (POTHEAD).** La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

**Especificaciones Técnicas.** Existe en el mercado un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda, con conductores de cobre o aluminio, de tamaños 2 al 6. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

**Figura 22. Cable de potencia BES**



Fuente. Baker Hughes Centrilift

**Longitud Vs Voltaje.** Considerando la longitud de un conductor para la aplicación de un voltaje dado, los voltios por pie disminuyen conforme el alambre es más largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye lo que resulta en una reducción de corriente, en otras palabras, *"la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor"*.

**Sección transversal Vs Resistencia.** Cuando la sección transversal o diámetro de un alambre es mayor, tiene un efecto contrario sobre la resistencia ya que el número de electrones libres por unidad de longitud se incrementa con el área. Bajo esta condición la corriente se incrementará para una fuerza electromotriz (fem) dada ya que se mueven más electrones por unidad de tiempo, en otras palabras *"La resistencia es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor"*.

**Características del Aislamiento.** Cuando se usan cables en sistemas de alto voltaje, cada uno de los conductores está rodeado por un considerable espesor de

material aislante y algunas veces con una cubierta de plomo. Aunque la corriente normal fluye a lo largo del conductor, existe una pequeña corriente que pasa a través del aislamiento (fuga de corriente) de un conductor a otro. Esta fuga se considera despreciable. El aislamiento de los cables debe resistir las temperaturas y presiones de operación en el pozo.

**Vida útil.** Para los cables utilizados en sistemas BES, también existen limitaciones debidas a materiales utilizados en su construcción. Los cables estándar tienen en promedio 10 años de vida a una temperatura máxima de 167° F y se reduce a la mitad por cada 15° F de exceso por arriba del máximo. El medio ambiente bajo el que opera el cable también afecta directamente su vida. Sin embargo hay cables que resisten temperaturas del orden de 350° F.

**Procedimiento de Instalación.** La instalación del cable se realiza fijándolo en la parte externa de la tubería de producción con flejes, colocando de 3 a 4 por cada empalme; en la sección correspondiente a los componentes del sistema, es recomendable colocar flejes cada metro, debido a que esta sección es de mayor diámetro y puede dañarse durante las operaciones de introducción al pozo, por lo que comúnmente se instalan protecciones adicionales llamadas guarda cable. A lo largo de esta sección la configuración del cable es plana y se le llama extensión de la mufa, la cual constituye el contacto con el motor.

La unión de la extensión de la mufa y el cable conductor se denomina empate; su elaboración se realiza cuidadosamente en la localización del pozo ya que constituye una de las partes débiles de la instalación. Un empate también puede ser necesario en cualquier punto a lo largo del cable, donde se detecte una falla del mismo o donde la longitud del cable sea insuficiente para llegar a la superficie.

**Parámetros y Rangos de Aplicación.** Existen diversos parámetros para la aplicación de este sistema, los cuales son:

- Temperatura: limitado por  $> 350^{\circ}\text{F}$  para motores y cables especiales.

- Presencia de gas: saturación de gas libre < 10%
- Presencia de arena: < 200 ppm (preferiblemente 0)
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps
- Profundidad: 6000 - 8000 pies
- Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.
- Volumen de fluido: hasta 4000 BPD<sup>15</sup>.

### 2.3.4 Ventajas y desventajas del sistema BES.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede levantar altos volúmenes de fluidos.</li> <li>- Maneja altos cortes de agua(aplicables en costa a fuera)</li> <li>- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.</li> <li>- Su vida útil puede ser muy larga.</li> <li>- Trabaja bien en pozos desviados</li> <li>- No causan destrucciones en ambientes urbanos</li> <li>- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas.</li> <li>- No tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor.</li> <li>- La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.</li> <li>- Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inversión inicial muy alta.</li> <li>- Alto consumo de potencia.</li> <li>- No es rentable en pozos de baja producción.</li> <li>- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.</li> <li>- Susceptible a la producción de gas y arena.</li> <li>- Su diseño es complejo.</li> <li>- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.</li> <li>- Es un sistema difícil de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.</li> <li>- En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.</li> </ul>

<sup>15</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API11S1: Recommended practice for electrical submersible pump, 1997. 32 p.

## 2.4 ANÁLISIS DE FALLAS

**2.4.1 Generalidades.** Un Análisis de falla es una actividad destinada a descubrir y eliminar la causa raíz de la misma. Es una tarea compleja que requiere varias etapas, agentes y metodologías. La gran mayoría de las fallas de elementos de maquinas y equipos que ocurren en la industria son repetitivas y dependientes de mecanismos por lo general, bien conocidos.

La identificación de estos mecanismos y la cuantificación de los parámetros que los gobiernan, son ítems principales en un análisis de falla. Una vez conocidos los mecanismos de daño y cómo actúan, es posible:

- Disminuir o eliminar las fallas futuras
- Minimizarlas y/o mitigarlas
- Establecer mecanismos para medir su trazabilidad y evolución, con el fin de programar mantenimientos preventivos y proactivos.

Por lo general las fallas que se registran en la industria a nivel mundial, son provocadas por desvíos de fabricación, operación y/o mantenimiento. Así la identificación de la etapa o agente responsable, a través de un análisis bien hecho, puede auxiliar la administración correcta de los gastos y eventos generados por la falla.

Aprender, acumular experiencia y dirimir responsabilidades son objetivos a alcanzar con el análisis de fallas. Lo cual se reflejará en los siguientes beneficios:

- Eliminar las pérdidas de producción.
- Aumentar la confiabilidad Operacional.
- Disminuir la Criticidad.
- Reducir la Incertidumbre.
- Aumentar la seguridad de las personas y a preservar el medio ambiente.

El procedimiento correcto para analizar fallas debe contener el cuestionamiento de todas las etapas de la existencia del equipo, máquina o sistema que falló: Proyecto, Fabricación, Operación y/o Mantenimiento<sup>16</sup>.

**2.4.2 Concepto.** Un análisis de Falla podría definirse como un proceso de sucesivas acciones de integración y desintegración de eventos, situaciones y condiciones, mediante el cual, a través de parámetros cuantitativos y lógicos, se determina a cabalidad el “qué”, “cómo” y “por qué” ocurrió el evento. Es una actividad destinada a descubrir y eliminar la causa raíz de la misma. Es una tarea compleja que requiere varias etapas, agentes y metodologías.

**2.4.3 Tipos de fallas.** Los tipos de falas a nivel general pueden dividirse en 4 grandes grupos:

**Fallas por desgaste.** Generalmente se presenta pérdida de material en la superficie del elemento; puede ser abrasivo, adhesivo y corrosivo. Se puede catalogar como una falla de lubricación (tipo de lubricante).

**Fallas por fatiga superficial.** Debido a los esfuerzos presentes en la superficie y sub-superficie del material.

**Fallas por fractura.** Se puede presentar del tipo frágil o dúctil, su huella debe ser analizada para encontrar el motivo de la falla. La pieza queda inservible, generalmente es causada por el fenómeno de la fatiga.

**Fallas por flujo plástico.** Se presenta deformación permanente del material; es causado por presencia de cargas que generan esfuerzos superiores al límite elástico del material<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> MURILLO, William M. Modelo de Confiabilidad basado en Análisis de Fallas. V Congreso Internacional de Mantenimiento. ACIEM. 12 y 13 de junio de 2003. Bogotá: 2003.

<sup>17</sup> DURÁN, José B. Qué es Confiabilidad Operacional. En: Revista Club Mantenimiento. Año 1. Nº 2. 2000

**2.4.4 Causas probables de fallas.** Por lo general las fallas o sucesos ocurridos en la industria con respecto al funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial ocurren básicamente por:

- Mal diseño, mala selección del material.
- Imperfecciones del material, del proceso y/o de su fabricación.
- Errores en el servicio y en el montaje.
- Errores en el control de Calidad, mantenimiento y reparación.
- Factores ambientales, sobrecargas.
- Fabricación incorrecta de piezas
- Ensamble mal hecho
- Operación errónea de la máquina Mantenimiento incorrecto

Generalmente una falla es el resultado de uno o más de los anteriores factores.

**Deficiencia en el Diseño.**

- Errores al no considerar adecuadamente los efectos de las fallas.
- Insuficientes criterios de diseño por no disponer de la información suficiente sobre los tipos y magnitudes de las cargas especialmente en piezas complejas (No se conocen los esfuerzos a los que están sometidos los elementos).
- Cambios al diseño sin tener en cuenta los factores elevadores de los esfuerzos.

**Deficiencias en la selección del material.**

- Datos poco exactos del material (ensayo de tensión, dureza).
- Empleo de criterios erróneos en la selección del material.
- Darle mayor importancia al costo del material que a su calidad.

### **Imperfecciones en el Material.**

- Segregaciones, porosidades, incrustaciones, grietas (generadas en el proceso del material) que pueden conducir a la falla del material.

### **Deficiencias en el Proceso**

- Marcas de maquinado pueden originar grietas que conducen a la falla.
- Esfuerzos residuales causados en el proceso de deformación en frío o en el tratamiento térmico que no se hacen bajo las normas establecidas (Temperatura, Tiempo, Medio de enfriamiento, Velocidad).
- Recubrimientos inadecuados.
- Soldaduras y/o reparaciones inadecuadas.

**2.4.5 Objetivo del análisis de falla.** La gran mayoría de las fallas de elementos de maquinas y equipos de procesos industriales son repetitivas y dependientes de mecanismos bien conocidos.

La identificación de los mecanismos presentes y la cuantificación de los parámetros que los gobiernan son ítems principales en un análisis de fallas.

Una vez conocidos los mecanismos de daño y cómo actúan, es posible:

- Eliminar completamente las fallas futuras
- Minimizarlas,
- Conocer la velocidad de evolución de forma a programar mantenimiento preventivo.

La identificación de la etapa o agente responsable, a través de un análisis bien hecho, puede auxiliar la administración correcta de los gastos generados por la falla.

**2.4.6 Etapas del análisis de falla.** Un análisis de falla debe realizarse, teniendo en cuenta las siguientes situaciones en orden de importancia:

- Siempre que signifique riesgo a la seguridad de las personas o al medio ambiente.
- Siempre que provoque pérdida de producción o lucro cesante importante. Después de detectada la Falla, el análisis debe realizarse inmediatamente.

Es de importancia vital examinar enseguida las circunstancias de la falla y las evidencias que en muchos casos forman parte de la escena del evento, el cual debe restablecerse o normalizarse prontamente. La actividad del Análisis de Falla, debe estar a cargo de una comisión de investigación de fallas, la cual puede estar compuesta por técnicos y profesionales del staff de la compañía, con el auxilio de consultores y/o servicios de terceros. El staff de la compañía provee los datos sobre el equipo o sistema que falló. Los consultores orientan la investigación y contribuyen con la experiencia de haber analizado casos similares. Los servicios de terceros complementan la investigación.

El suceso de un análisis de falla depende de la buena conducción de dos etapas de investigación que se procesan en lugares diferentes:

La **investigación de campo** es sin duda la etapa más importante porque en ella son determinados las circunstancias en que la falla ocurrió y otros detalles necesarios para cerrar el encadenamiento lógico para que el análisis sea conclusivo.

La **investigación remota o en el laboratorio** es la etapa en la cual son hechos los ensayos, exámenes, análisis y cálculos para identificar e cuantificar los mecanismos de daño y los parámetros que provocaron la falla. En esta etapa algunos factores como la manipulación de muestras y las técnicas de investigación utilizados son fundamentales en la calidad de la conclusión.

La buena conducción de estas dos etapas significa, **Inicialmente**, formular o caracterizar correctamente la falla, planear el análisis considerando los datos históricos, especificar correctamente los análisis, ensayos y exámenes. Ejecutar las actividades planeadas e interpretar los resultados **durante** la investigación. Correlacionando **después** todas las informaciones obtenidas y cruzándolas con los datos de la bibliografía especializada de tal forma a exponer lógicamente la secuencia de hechos que llevaros a la falla. Por **último** son formuladas las recomendaciones aplicables para las acciones derivadas del análisis.

## 2.5 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ

**2.5.1 Generalidades.** Cuando ocurre una falla, ésta se percibe a través de ciertas manifestaciones o síntomas, no así la causa de falla. Esto lleva en muchas oportunidades a actuar sobre las consecuencias y no sobre la raíz del problema, de modo que la falla vuelve a repetirse una y otra vez.

A mayor complejidad del sistema, habrá mayor dificultad en localizar el origen o raíz de la falla. Identificar la causa raíz es fundamental, pero sólo de por sí, no resuelve el problema, para ello habrá que estudiar distintas acciones correctivas.

Hallar el problema subyacente, o la raíz de la causa de las fallas provee a la empresa una solución al problema, y elimina el enigma del porqué fallan los equipos.

Una vez que se han identificado las causas raíz, se puede ejecutar su plan correctivo<sup>18</sup>.

El RCA es un riguroso método de solución de problemas, para cualquier tipo de fallas, que utiliza la lógica sistémica y el árbol de causa raíz de fallas, usando la deducción y prueba de los hechos que conducen a las causas reales.

---

<sup>18</sup> MARTÍNEZ, Alexander; SOTO, Marlon y MANTILLA, José D. y otros. Manual para aplicación de la metodología de análisis de causa raíz para la solución de problemas. ECOPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo – ICP. Bucaramanga, 1996.

Esta técnica de análisis permite aprender de las fallas y eliminar las causas, en lugar de corregir los síntomas.

El objetivo del RCA es determinar el origen de una falla, la frecuencia con que aparece y el impacto que genera, por medio de un estudio profundo de los factores, condiciones, elementos y afines que podrían originarla, con la finalidad de mitigarla o eliminarla por completo una vez tomadas las acciones correctivas que sugiere el análisis<sup>19</sup>.

**2.5.2 Concepto General.** El Análisis de Causa Raíz es una herramienta utilizada para identificar causas de fallas, a manera de evitar sus consecuencias.

Este análisis ayuda a comprender los eventos y mecanismos que actuaron como raíz del problema, los cuales se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Análisis de falla de componentes (CFA), el cual implica el estudio de las piezas dañadas.
- Investigación de Causa de Raíz (RCI), ésta herramienta incluye a la anterior, e investiga las causas físicas.
- Análisis de Causa Raíz (RCA), ésta herramienta incluye a los dos anteriores, y estudia además el error humano. Para realizar el Análisis de Causa Raíz a fondo, se debe ir más allá de los componentes físicos de la falla o *raíces físicas* y analizar las acciones humanas o *raíces humanas* que desataron la cadena causa –efecto que llevó a la causa física, lo cual implica analizar por qué hicieron eso, si debido a procedimientos incorrectos, a especificaciones equivocadas o a falta de capacitación, lo cual puede sacar a la luz *raíces*

---

<sup>19</sup> SOJO B., Luis A. El Proceso de Análisis Causa Raíz PROACT: Metodología & Software. [en línea]. 2004. Disponible en internet:<URL: [www.klaron.net](http://www.klaron.net).[www.reliability.com](http://www.reliability.com)>

*latentes*, es decir deficiencias en el gerenciamiento, que de no corregirse, pueden hacer que la falla se repita nuevamente<sup>20</sup>.

**2.5.3 Objetivos y funcionalidad del Análisis de Causa Raíz.** El objetivo del Análisis de Causa Raíz es identificar la secuencia de eventos que han conducido a las fallas y crear un plan que permita prevenir su recurrencia en el futuro<sup>21</sup>. [21]. Se basa en la teoría de que toda falla puede ser originada por una o varias de las siguientes causas:

- Físicas o técnicas.
- Humanas, como errores de omisión o delegación
- Latentes u organizacionales, que derivan de los sistemas de organización, procedimientos de operación y de toma de decisiones

Luego de investigar cada categoría desarrolla un conjunto de relaciones causa-efecto y un plan de acción adecuado.

Definir un plan implica crear un bosquejo de las relaciones causa-efecto que nos conducen a descubrir el evento indeseable o causa raíz, estableciendo los siguientes cuestionamientos:

- ¿Cómo? : es la forma que puede ocurrir una falla
- ¿Por qué? o cuáles son las causas de la misma

Los hechos deben respaldarse mediante observación directa, documentación y deducciones científicas.

---

<sup>20</sup> ALTMANN, Carolina. El Análisis de Causa Raíz como herramienta en la mejora de la Confiabilidad.

<sup>21</sup> HUERTA, Rosendo. Confiabilidad Operacional: Técnicas y Herramientas de Aplicación. Seminario CustomerCare. Bogotá: Datastream, 2004.

**2.5.4 Tipología de las Causas.** Existen tres tipos de causas que deber ser identificadas durante el desarrollo del RCA<sup>22</sup>:

**Causa raíz física.** Es la causa tangible de por qué está ocurriendo una falla. Siempre proviene de una raíz humana o latente. Son las más fáciles de tratar y siempre requieren verificación.

**Causa raíz humana.** Es producto de errores humanos motivados por sus inapropiadas intervenciones. Nacen por la ausencia de decisiones acertadas, que pueden ser por convicción u omisión. Nunca utiliza nombres individuales o grupales cuando se especifica la causa.

**Causa raíz latente.** Son producto de la deficiencia de los sistemas de información. Proviene de errores humanos. En ciertas ocasiones afectan más que el problema que se está estudiando, ya que pueden generar circunstancias que ocasionan nuevas fallas.

**2.5.5 Técnicas y Herramientas utilizadas en el Análisis de Causa Raíz.** El análisis de Causa Raíz es un proceso de deducciones lógicas que permite graficar las relaciones causa-efecto que nos conducen a descubrir el evento indeseable o causa raíz, preguntándonos:

¿Cómo? es la forma que puede ocurrir una falla

¿Por qué? o cuáles son las causas de la misma

Los hechos deben respaldarse mediante observación directa, documentación y deducciones científicas.

Se utilizan gran variedad de herramientas y su selección depende del tipo de problema y datos disponibles entre las cuales se encuentran:

---

<sup>22</sup> AMENDOLA, Luis. Modelos Mixtos de Confiabilidad. [en línea] 2002. Disponible en internet:<URL: [www.mantenimientomundial.com](http://www.mantenimientomundial.com)>

- Análisis de barreras.
- Inferencia Bayesiana.
- Análisis árbol factor causal.
- Análisis de cambios.
- Árbol de la realidad actual (teoría de las restricciones).
- Análisis de los modos de falla y efectos (FMECA).
- Análisis del árbol de fallas.
- Los 5 porqués.
- Diagrama de Ishikawa.
- Análisis de Pareto.
- Diagnóstico de problemas RPR (Rapid Problem Resolution, en IT)<sup>23</sup> [23]:

2.5.6 Ejecución y desarrollo del RCA. EL RCA se aplica generalmente en problemas puntuales para equipos críticos dentro de un proceso o cuando existe la presencia de fallas repetitivas, por lo tanto se recomienda cuando:

- Se requiera el análisis de las fallas crónicas (repetitivas) que se presentan continuamente, tales como fallas de equipos comunes.
- Se presentan fallas esporádicas (una vez), en procesos críticos, tales como paradas de emergencia, incendios, explosiones, muertes, lesiones importantes, o fallas graves poco frecuentes en los equipos.
- Es necesario un análisis del proceso de diseño de nuevos equipos, de aplicación de procedimientos operativos y de supervisión de actividades de mantenimiento.

---

<sup>23</sup> LATINO, Robert J. ROOT CAUSE ANALYSIS: Improving Performance for Bottom Line Results. Reliability Center, Inc. (Latino & Latino, 2001 / www.crcpress.com). 2001.

- Son comunes aspectos operativos tales como el congestionamiento, interrupción de las operaciones, aumento del consumo de energía, corridas más largas, defectos de calidad e incidentes ambientales.
- Es necesario identificar las deficiencias en los programas de entrenamiento y procedimientos operativos.
- Se tiene la necesidad de analizar diferencias organizacionales y programáticas<sup>24</sup>.

## 2.6 TEOREMA DE BAYES

**2.6.1 Generalidades.** Al surgir las primeras computadoras hace más de 50 años, algunos científicos se preguntaron si estas máquinas podrían realizar tareas que asociamos con la inteligencia humana, tales como: resolver problemas, entender el lenguaje o interpretar imágenes. Se empezaron entonces a desarrollar programas de computadora que buscaban emular la inteligencia humana, naciendo así una nueva disciplina que se conoce como “inteligencia artificial”. Pero, ¿cómo se programa una computadora para que tenga cierta inteligencia? Surgieron entonces varias alternativas.

La primera consiste en simular, en forma simplificada, cómo funcionan las neuronas en el cerebro, surgiendo lo que se conoce como redes neuronales. Otro enfoque se basa en la deducción lógica que incluye reglas de inferencia como: *“todos los hombres son mortales, Sócrates es hombre, entonces Sócrates es mortal”*. Recientemente ha surgido otra alternativa basada en la teoría de probabilidades, y en particular en la regla de Bayes.

Thomas Bayes fue un reverendo inglés del siglo XVII que estableció una de las leyes más famosas de la probabilidad, conocida como la regla de Bayes. A modo general la regla de Bayes dice que la probabilidad de que ocurra cierto evento,

---

<sup>24</sup> MARTÍNEZ, Alexander. Op. Cit.

dada cierta información o evidencia, es proporcional a su probabilidad inicial, antes de conocer la evidencia, por la probabilidad de la evidencia dado que ocurrió el evento.

La regla de Bayes es una herramienta de cálculo útil cuando se tiene que actualizar probabilidades asociadas a un modelo del cual se reciben evidencias sobre alguna de las variables implicadas. Por ejemplo, si se sabe que en una ciudad llueve el 3% de los días y que el 30% de los días está nublado (algunas veces está nublado y no llueve); usando el teorema de Bayes podríamos concluir que la probabilidad de que hoy llueva ya que está nublado es de 0.1 (asumiendo que siempre que llueve está nublado). En el teorema de Bayes la probabilidad que conocemos gracias a la experiencia se le denomina *previa* o *a priori* (en el ejemplo que el 3% de los días llueve en la ciudad) mientras que la probabilidad que se obtiene tras encontrar alguna evidencia (que hoy está nublado) sobre el modelo se denomina *posterior* o *a posteriori* (en el ejemplo sería la probabilidad de que llueva dado que está nublado).

**2.6.2 Demostración Matemática.** El Teorema de Bayes puede interpretarse matemáticamente de la siguiente manera.

$$p(A|B) = \frac{p(A, B)}{p(B)} = \frac{p(A|B)p(A)}{p(B)}$$

$$p(A|B) = \frac{p(B|A_i)p(A_i)}{p(B)} = \frac{p(B|A_i)p(A_i)}{\sum_i p(B|A_i)p(A_i)}$$

Donde:

**$p(A_i|B)$ :** Probabilidad posterior de  $A_i$  dada la evidencia B

**$p(A_i)$ :** Probabilidad a priori de  $A_i$

**$p(B|A_i)$ :** Es la probabilidad (“likelihood”) de la evidencia dado  $A_i$

**$p(B)$** : Es la probabilidad de la evidencia B.

Las relaciones establecidas entre las probabilidades a priori y a posteriori, se pueden representar en la siguiente figura:

**2.6.2.1 Interpretación del Teorema.** El Teorema de Bayes parte de una situación en la que es posible conocer las probabilidades de que ocurran una serie de sucesos  $A_i$ .

Luego a esta se añade un suceso B cuya ocurrencia proporciona cierta información, porque las probabilidades de ocurrencia de B son distintas según el suceso  $A_i$  que haya ocurrido.

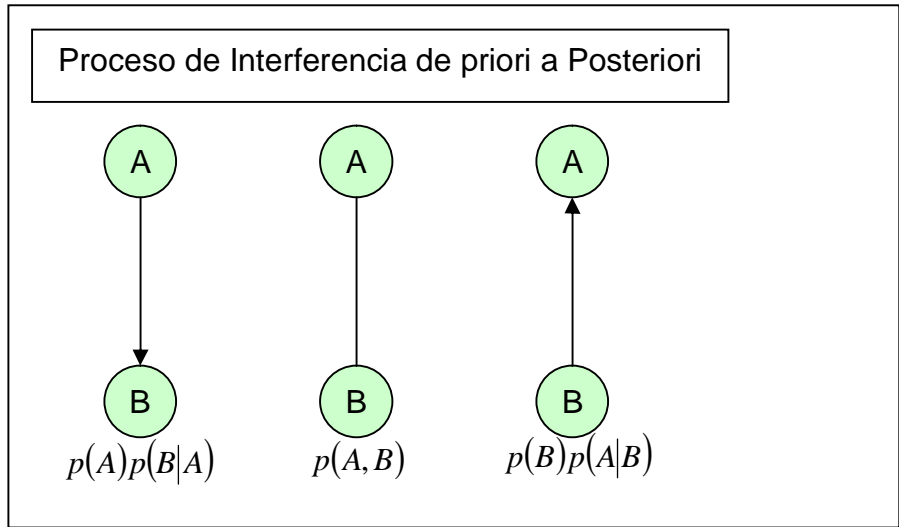
Finalmente conociendo que ha ocurrido el suceso B, la fórmula del teorema de Bayes nos indica como modifica esta información las probabilidades de los sucesos  $A_i$ .

Si el interés es sobre el evento A y se conoce la probabilidad  $p(A)$  o probabilidad a priori para el concepto o creencia acerca de A y luego se observa el evento B, entonces, el Teorema dice que el concepto o creencia acerca de A, revisada por el suceso de B o probabilidad a posteriori de B se obtiene multiplicando la probabilidad a priori  $p(A)$  por la relación  $p(B/A)p(B)$ . La cantidad  $p(B/A)$ , como una función de A para un B fijo, se denomina posibilidad o "likelihood" de A. Esta interpretación es la que permite hacer inferencias tanto directas como inversas, tal y como se presentan en la Figura 23<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> MENDOZA, Alvaro. Diseño de una Metodología para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo en Instituciones Financieras. Tesis de Maestría no publicada. [en línea]. Universidad de los Andes. Bogotá. 2004. [consultado el 23 de Abril 2006]. Disponible en internet:<URL: <http://biblioteca.uniandes.edu.co>>

**Figura 23. Interferencia Bayesiana**



Fuente. Mendoza. 2.004

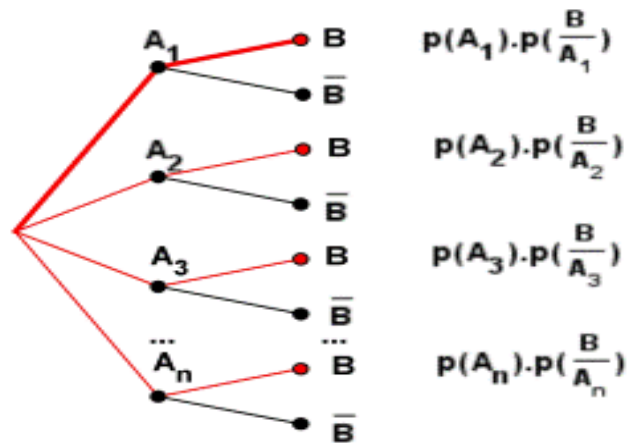
**2.6.2.2 Teorema de Bayes Vs Teorema de la Probabilidad Total.** El Teorema de Bayes viene a seguir el proceso inverso al Teorema de la probabilidad total, mientras el teorema de la probabilidad total indica que a partir de las probabilidades del suceso A (probabilidad de que llueva o de que haga buen tiempo) deducimos la probabilidad del suceso B (que ocurra un accidente). El teorema de Bayes infiere que a partir de que ha ocurrido el suceso B (Accidente) deducimos las probabilidades del suceso A (¿estaba lloviendo?). Con el teorema de la probabilidad se desarrolla el siguiente proceso:

Se hace un “Diagrama en Árbol”, Buscando hallar la probabilidad de obtener el suceso B. Para hallarla se selecciona todas las “ramas” que se direccionen a B y se suman:

$$p(B) = p(A_1 \cap B) + p(A_2 \cap B) + p(A_3 \cap B) + \dots + p(A_n \cap B)$$

$$\Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} p(A_1 \cap B) = p(A_1) \cdot p(B / A_1) \\ p(A_2 \cap B) = p(A_2) \cdot p(B / A_2) \\ p(A_3 \cap B) = p(A_3) \cdot p(B / A_3) \\ p(A_n \cap B) = p(A_n) \cdot p(B / A_n) \end{array} \right.$$

Con el teorema de Bayes el proceso es el siguiente: Hacemos un “Diagrama en Arbol”, Buscando hallar la probabilidad de obtener el suceso B. Para hallarla se selecciona todas las “ramas” que se direccionen a A y se suman:



**2.6.3 Aplicación del teorema de Bayes.** En la práctica, el teorema de Bayes se utiliza para conocer la probabilidad a posteriori de cierta variable de interés dado un conjunto de hallazgos. Las definiciones formales son las siguientes:

**Hallazgo.** Es la determinación del valor de una variable,  $H = h$ , a partir de un dato (una observación, una medida, etc.).

**Evidencia.** Es el conjunto de todos los hallazgos disponibles en un determinado momento o situación:  $e = fH1 = h1 :Hr = hrg$ .

**Probabilidad a priori.** Es la probabilidad de una variable o subconjunto de variables cuando no hay ningún hallazgo. La probabilidad a priori de  $^1X$  coincide, por tanto, con la probabilidad marginal  $P(^1x)$ .

Probabilidad a posteriori. Es la probabilidad de una variable o subconjunto de variables dada la evidencia e. La representaremos mediante  $P: P(^1x) \wedge P(^1x)$ .

## 2.7 REDES BAYESIANAS

**2.7.1 Generalidades.** Las redes bayesianas surgieron hace aproximadamente tres décadas como alternativas a los sistemas expertos clásicos orientados a la toma de decisiones y la predicción bajo incertidumbre en términos probabilísticos (Cowell, Dawid, Lauritzen, y Spiegelhalter, 1999; Edwards, 1998)<sup>26</sup> sin embargo, la idea de construir redes que representaran información probabilística se remonta al primer cuarto del siglo XX (Pearl, 2001)<sup>27</sup>. Una red bayesiana (también denominada como *red causal probabilística*, *sistema experto bayesiano*, *sistema experto probabilístico*, *red causal*, *red de creencia* o *diagrama de influencia*) es una herramienta estadística que representa un conjunto de incertidumbres asociadas teniendo en cuenta las relaciones de independencia condicional que se establecen entre ellas.

Un criterio que se ha utilizado para describir la estructura de una red bayesiana atiende al grado en que sus elementos son “*visibles*” para el usuario (Edwards, 1998; Edwards y Fasolo, 2001)<sup>28</sup>. En este sentido una red bayesiana sería una estructura compuesta por cuatro niveles.

En el nivel superior, una red bayesiana sería un conjunto de variables representadas por nodos y un conjunto de flechas que relacionan estas variables en términos de influencia.

En un nivel inferior estarían los niveles o estados, también conocidos como *espacio de estados* (Nadkarni y Shenoy, 2001, 2004)<sup>29,30</sup> que pueden asumir cada una de las variables del modelo.

---

<sup>26</sup> COWELL, R. G., DAWID, A. P., LAURITZEN, S. L., y SPIEGELHALTER, D. J. Probabilistic networks and expert systems. Harrisonburg, VA: Springer. 1999.

<sup>27</sup> PEARL, J. Bayesian networks, causal inference and knowledge discovery (Tech. Rep. R-281). Los Angeles: University of California. 2001.

<sup>28</sup> EDWARDS, W., y FASOLO, B. Decision technology. Annual Review of Psychology, 52, 581-606. 2001.

<sup>29</sup> NADKARNI, S., y SHENOY, P. P. A bayesian network approach to making inferences in causal maps. European Journal of Operational Research, pag 128, 479-498. 2001.

<sup>30</sup> *Ibíd.* networks. 38, 259-281. p.

En tercer lugar, tendríamos un conjunto de funciones de probabilidad condicional, una para cada nodo, donde se representaría la probabilidad de ocurrencia de cada estado de la variable condicionado a los posibles valores de las variables que determinan el valor de la variable.

Por último, en el nivel más subordinado estarían un conjunto de algoritmos que permitirían que la red recalcule las probabilidades asignadas a cada uno de sus niveles cuando conocemos alguna evidencia sobre el modelo.

**2.7.2 Definición.** Las redes bayesianas forman parte de la familia de los *Sistemas Estocásticos Altamente Estructurados* y pertenecen al conjunto de técnicas dirigidas a la modelización gráfica (Cowell *et al.*, 1999; Martínez y Rodríguez, 2003)<sup>31</sup>. Teniendo en cuenta los conceptos establecidos por Kadie, Hovel, y Horvitz, (2001)<sup>32</sup> podríamos definir una red bayesiana como un conjunto de variables codificadas probabilísticamente, una estructura gráfica que conecta esas variables en términos de relaciones de independencia condicional y un conjunto de distribuciones de probabilidad condicional susceptibles de ser modificadas con base en evidencias por medio del teorema de Bayes.

Es denominada también una red de creencia, la cual se basa en un modelo probabilístico multivariado que relaciona un conjunto de variables aleatorias mediante un gráfico dirigido que indica explícitamente influencia causal. Las cuales mediante la aplicación de los conceptos establecidos en el Teorema de Bayes, se convierten en una herramienta extremadamente útil en la estimación de probabilidades ante nuevas evidencias. Sin embargo, la descripción más frecuente de una red bayesiana se basa en dos elementos, una dimensión

---

<sup>31</sup> MARTÍNEZ, I., y RODRÍGUEZ, C. Modelos gráficos. En Y. del Águila *et al.* (Eds.), *Técnicas estadísticas aplicadas al análisis de datos* (Almería: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Almería, 2003. 217-257 p.

<sup>32</sup> KADIE, C. M., HOVEL, D., y HORVITZ, E. (2001). *MSBNx: A component-centric toolkit for modelling and inference with bayesian networks* (Tech. Rep. MSR-TR-2001-67). Redmond, WA: Microsoft Research.

cualitativa y otra cuantitativa (p. e. Cowell *et al.*, 1999; Garbolino y Taroni, 2002; Nadkarni y Shenoy, 2001, 2004; Martínez y Rodríguez, 2003)<sup>33</sup>.

Los fundamentos teóricos de estos dos elementos o dimensiones se sustentan en dos grandes pilares de la modelización matemática, la teoría de grafos y la teoría de la probabilidad (Ríos, 1995). A continuación describiremos en qué consiste la dimensión cualitativa y cuantitativa de las redes bayesianas.

**2.7.3 Dimensión Cualitativa.** Una de las ventajas más importantes de las redes bayesianas es que pueden representar tanto el aspecto cuantitativo de un problema como su aspecto cualitativo. El soporte teórico de la dimensión cualitativa en las redes bayesianas lo aporta la teoría de grafos.

La teoría de grafos trata de crear modelos gráficos (*grafos*) que representen los elementos del problema en un sentido holista y fue introducida por Euler para dar solución al problema de los puentes de Königsberg (Harary, 1969; Ríos, 1995)<sup>34</sup>.

Una red bayesiana permite representar a través de un grafo acíclico dirigido la simplificación de la expresión de la propiedad general de factorización con base en las propiedades de independencia condicional.

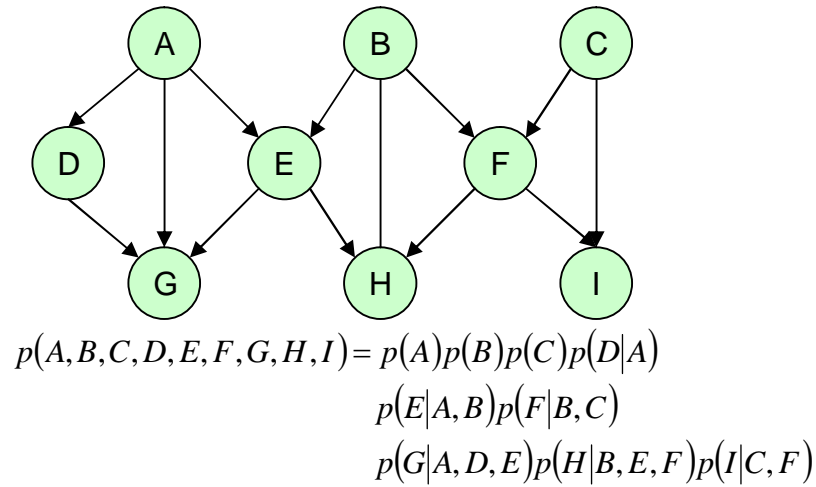
La propiedad de independencia condicional, llamada propiedad de Markov, establece que una variable es condicionalmente independiente de sus no descendientes, dado sus padres, esto se representa en la Figura 23.

---

<sup>33</sup> GARBOLINO, P., y TARONI, F. (2002). Evaluation of scientific evidence using bayesian networks. *Forensic Science International*, 125, 149-155. p.

<sup>34</sup> Ríos, S. Modelización. Madrid: Alianza Universidad. 1995

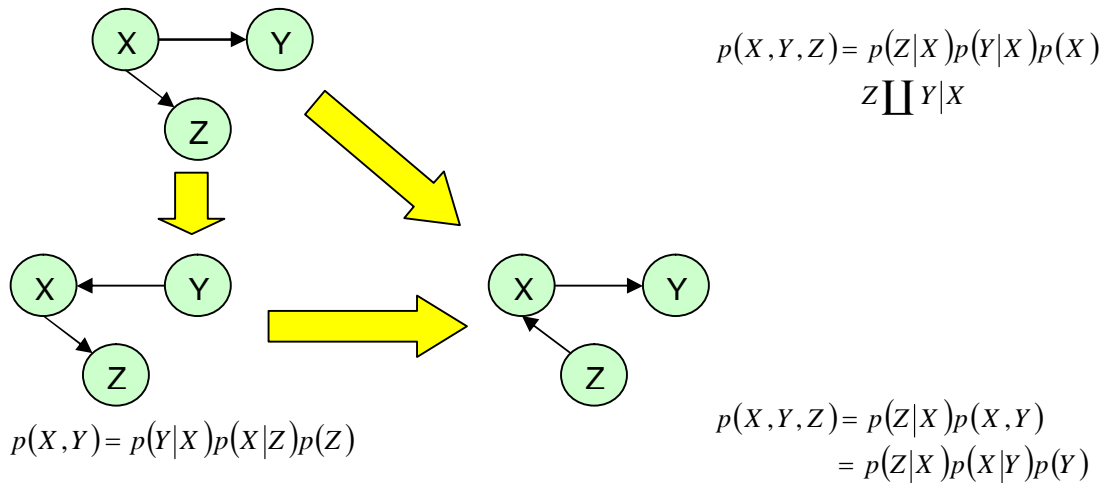
**Figura 24. Factorización de la probabilidad conjunta de eventos.**



Fuente. Mendoza (2.004)

Las propiedades de independencia condicional permiten simplificar las redes con base en la evidencia o datos sobre los nodos seleccionados. Las reglas de reversión de arcos son consecuencia de las probabilidades a posteriori de acuerdo con el Teorema de Bayes<sup>35</sup>.

**Figura 25. Regla de reversión de arcos. Z es condicionalmente independiente de Y dado X.**



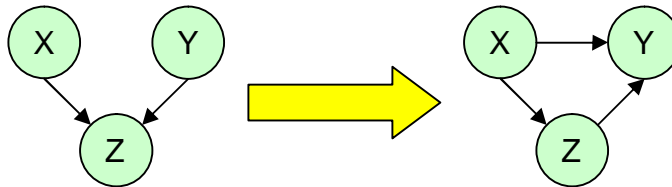
Fuente. HIWATASHI, J. (2.002).

<sup>35</sup> HIWATASHI, J. Solutions on Measuring Operational Risk. Capital Markets News. 2002.

**2.7.3.1 Algoritmo de Propagación.** Pearl (1988) propuso un algoritmo que con base en la independencia condicional, la propiedad de Markov y el Teorema de Bayes permite navegar a lo largo de una red para hacer inferencias y obtener apreciaciones de probabilidad de eventos con base en información a posteriori. Aunque el objeto de este proyecto no es entrar en profundidad en el análisis de redes Bayesianas o Diagramas de Influencia y su utilización en los procesos de inferencia o toma de decisiones, se presenta de una manera muy sencilla el algoritmo de propagación como ejemplo de aplicación del Teorema de Bayes, abriendo solo una pequeña ventana al campo de los modelos gráficos.

**Figura 26. Regla de reversión de arcos.**

Z NO es condicionalmente independiente de Y dado X



$$p(X, Y, Z) = p(Z|X, Y)p(Y)p(X) \qquad p(X, Y, Z) = p(Z, Y|X)p(X)$$

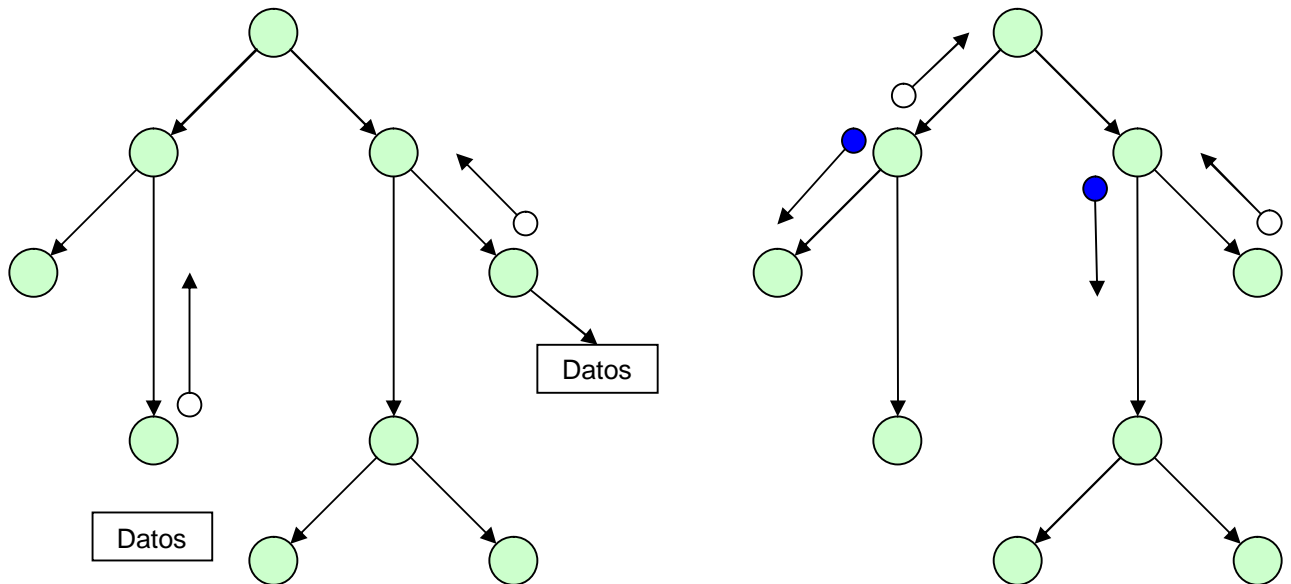
$$\qquad \qquad \qquad = p(Y|Z, X)p(Z|X)p(X)$$

Fuente: HIWATASHI, J. (2.002).

De acuerdo con Pearl, el algoritmo tiene como objetivo la fusión y propagación del impacto de nueva evidencia o nuevos datos, a través de la red Bayesiana, de tal manera que a cada nodo se le asigne una medida de incertidumbre consistente con la teoría de probabilidad.

La Figura 26 muestra este concepto.

Figura 27. Algoritmo de propagación de información en la red Bayesiana.



En el planteamiento del algoritmo, se utiliza la siguiente notación:

$\underline{X}$  = Vector aleatorio de dimensión  $m$ ;  $x$  es un valor posible de  $\underline{X}$

$e$  = Evidencia o datos, vector aleatorio de dimensión  $m$

$M_{Y|X}$  = Matriz de probabilidades condicionales  $p(Y|X)$ ,

$Be|x) = p(X|e)$  probabilidades a posteriori

$f(x) \otimes g(x)$  = producto término por término (producto congruente)

$f(x) \bullet g(x)$  = producto interno de dos vectores o una matriz por un vector

Antes de plantear el algoritmo, es importante aplicar el teorema de Bayes a un caso sencillo de inferencia, adaptado del presentado por Pearl.

La matriz de probabilidades condicionales es de la forma:

$$M_{Y|X} = p(Y|X) = \begin{bmatrix} p(y_1|x_1) & p(y_2|x_1) & \dots & p(y_n|x_1) \\ p(y_1|x_2) & p(y_2|x_2) & \dots & p(y_n|x_2) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p(y_1|x_m) & p(y_2|x_m) & \dots & p(y_n|x_m) \end{bmatrix}$$

**2.7.4 Dimensión cuantitativa.** Hay tres elementos esenciales que caracterizan la dimensión cuantitativa de una red bayesiana: el concepto de probabilidad como un grado de creencia subjetiva relativa a la ocurrencia de un evento, el teorema de Bayes como heurístico actualizador de creencias y un conjunto de funciones de probabilidad condicionada.

Existen, al menos, cuatro formas de entender la probabilidad: la clásica, empírica, axiomática y la subjetiva. La concepción clásica, introducida por Laplace, sugiere que *la probabilidad de que ocurra un evento de un espacio muestral viene dado por la razón que se establece entre el número de casos favorables asociados al suceso y el número de casos posibles*. Sin embargo, este principio conduce a conclusiones falsas en determinadas situaciones (p. e., cuando la muestra de sucesos es muy pequeña). Para solventar este problema se propuso otra definición de probabilidad, compatible con la clásica, donde se entiende que la probabilidad de un evento es entendida como una función del número de ensayos cuando estos tienden a infinito. Pero esta definición de probabilidad también plantea problemas porque, por ejemplo, hay situaciones en las que no es posible repetir un experimento infinitas veces. Por lo tanto se hizo necesario desarrollar otra forma de entender la probabilidad. Fue Kolmogoroff, entre 1930 y 1950, quien propuso un conjunto de axiomas que hicieran matemáticamente tratable el concepto de probabilidad; a saber: que la probabilidad está comprendida entre 0 y 1, que la probabilidad de un suceso seguro es 1 y que la probabilidad de la unión de sucesos incompatibles es la suma de sus probabilidades.

Por último, la probabilidad puede ser entendida como algo subjetivo, como el grado de creencia que tenemos sobre la ocurrencia de un suceso. La probabilidad

sería entendida como "algo que está en nuestra mente y no en el mundo físico real" (Dixon, 1967/1970, p. 5.2)<sup>36</sup>. A esta concepción de la probabilidad, derivada del *principio de la razón insuficiente* o *principio de incertidumbre*, se le denomina *bayesiana* y para clarificarla se suele aludir a la dicotomía *frecuentista/bayesiana* (p. e. Alonso y Tubau, 2002<sup>37</sup>. De la Fuente, García, y De la Fuente, 2002<sup>38</sup>, Heckerman, 1995<sup>39</sup>, Serrano, 2003<sup>40</sup>. Por otro lado, la concepción bayesiana de la probabilidad está lejos de ser unitaria; más bien, como señalan Neapolitan y Morris (2004)<sup>41</sup>. Pueden identificarse tres grupos de perspectivas bayesianas que difieren entre sí en la concepción de *probabilidad física*: a) una rama que la considera inexistente, b) otra que la rechaza y c) un tercer grupo que la usa como si existiese aunque no la justifica filosóficamente.

De una manera u otra, la probabilidad es una forma de cuantificar la incertidumbre asociada a la ocurrencia de eventos y en el caso de las redes bayesianas la probabilidad es entendida en sentido subjetivo, es decir, como la creencia subjetiva que tenemos sobre la ocurrencia de un suceso.

La probabilidad entendida como algo subjetivo, como el grado de creencia que tenemos sobre la ocurrencia de un suceso. La probabilidad sería entendida como "algo que está en nuestra mente y no en el mundo físico real" (Dixon, 1967/1970, p. 5.2). A esta concepción de la probabilidad, derivada del *principio de la razón insuficiente* o *principio de incertidumbre*, se le denomina *bayesiana* y para clarificarla se suele aludir a la dicotomía *frecuentista/bayesiana* (p. e. Alonso y Tubau,

---

<sup>36</sup> DIXON, J. R. Introducción a la probabilidad. Texto programado. México: Limusa-Wiley, 1967.

<sup>37</sup> ALONSO, D., y Tubau, E. Inferencias bayesianas: una revisión. Anuario de Psicología, 2002. 33, 25-47 p.

<sup>38</sup> DE LA FUENTE, E. I., García, J., y DE LA FUENTE, L. Estadística bayesiana en la investigación psicológica. Metodología de las Ciencias del Comportamiento. 4, 185-200. 2002p.

<sup>39</sup> HECKERMAN, D. A tutorial with bayesian networks (Tech. Rep. MS-TR-95-06). Redmon, WA: Microsoft Research. 1995.

<sup>40</sup> SERRANO, J. Iniciación a la estadística bayesiana. Madrid: Muralla-Hespérides, 2003.

<sup>41</sup> NEAPOLITAN, E. R., y MORRIS, S. Probabilistic modelling with bayesian networks. En D. Kaplan (Ed.), The SAGE handbook of quantitative methodology for the social sciences (pp. 371-390). Thousand Oaks, CA: Sage Publications. 2004.

2002; Cowell *et al.*, 1999; De la Fuente, García, y De la Fuente, 2002; Heckerman, 1995; Serrano, 2003)<sup>42, 43</sup>.

Por último, una red bayesiana necesita un conjunto de funciones de probabilidad condicional, una por cada variable o nodo en la red, sobre los que ha de aplicarse la regla de Bayes. Más específicamente, cada variable de la red está caracterizada por una *tabla de probabilidad condicional* donde se representan los valores que puede tomar esa variable en función de los valores que toman el conjunto de variables de las que depende.

---

<sup>42</sup>COWELL, R. G., DAWID, A. P., Lauritzen, S. L., y SPIEGELHALTER, D. J. Probabilistic networks and expert systems. Harrisonburg, VA: Springer. 1999.

<sup>43</sup>ALONSO, D., y TUBAU, E. Inferencias bayesianas: una revisión. Anuario de Psicología. 2002. 33, 25-47. p.

### 3. SELECCIÓN Y CORRELACIÓN DE DATOS DE CAMPO

#### 3.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS BM Y BES SOP – ECOPETROL S.A

El grupo de pozos seleccionados están bajo la supervisión y administración de la Superintendencia de Operaciones Putumayo operados directamente por Ecopetrol S.A, los cuales están divididos en cuatro áreas principales que son:

- Área Orito
- Área Occidente
- Área Nororiente
- Área Sur.

Los cuales son campos de producción de crudo de la Gerencia Regional Sur.

**3.1.1 Sistemas BM y BES Campo Orito.** Este campo está conformado por 153 pozos en total, de los cuales, 62 se encuentran activos y 91 están inactivos. Del total de pozos activos 32 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico y 18 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible. 9 operan bajo el sistema de Bombeo por cavidades progresivas y 3 operan bajo el sistema de Gas Lift.

**Tabla 4. Pozos Campo Orito Bombeo Mecánico**

<b>POZO</b>	<b>SL</b>	<b>BFPD</b>	<b>BSW</b>	<b>BOPD</b>	<b>BOPH</b>	<b>BFPH</b>	<b>BWPD</b>
ORIT-008:CAB	BM	300	74,00%	78	3,3	12,5	222
ORIT-009:CAB	BM	103	23,00%	79	3,3	4,3	24
ORIT-016:CAB	BM	67	18,00%	55	2,3	2,8	12
ORIT-020:CAB	BM	342	79,00%	72	3	14,3	270
ORIT-029:CAB	BM	82	35,00%	53	2,2	3,4	29
ORIT-041:VIL	BM	86	35,00%	56	2,3	3,6	30
ORIT-063:PEP	BM	22	9,00%	20	0,8	0,9	2
ORIT-072:CAB	BM	171	76,00%	41	1,7	7,1	130
ORIT-080:CAB	BM	374	91,00%	34	1,4	15,6	340
ORIT-093:PEP	BM	0	0,00%	0	0	0	0
ORIT-119:CAB	BM	74	73,00%	20	0,8	3,1	54
ORIT-124:CAB	BM	490	86,00%	69	2,9	20,4	421
ORIT-128:CAB	BM	358	78,00%	79	3,3	14,9	279
ORIT-015:VIL	BM	83	40,00%	50	2,1	3,5	33
ORIT-044: VIL	BM	116	75,00%	29	1,2	4,8	87
ORIT-075:PEP	BM	58	55,00%	26	1,1	2,4	32
ORIT-088:PEP	BM	40	35,00%	26	1,1	1,7	14
ORIT-089:PEP	BM	48	89,00%	5	0,2	2	43
ORIT-092:PEP	BM	80	30,00%	56	2,3	3,3	24
ORIT-101:PEP	BM	230	81,00%	44	1,8	9,6	186
ORIT-056:PEP	BM	92	2,00%	90	3,8	3,8	2
ORIT-098:PEP	BM	27	10,00%	24	1	1,1	3
ORIT-005:VIL	BM	125	50,00%	63	2,6	5,2	62
ORIT-010:VIL	BM	38	48,00%	20	0,8	1,6	18
ORIT-014:CAB	BM	89	50,00%	45	1,9	3,7	44
ORIT-021:CAB	BM	110	80,00%	22	0,9	4,6	88
ORIT-036:CAB	BM	151	40,00%	91	3,8	6,3	60
ORIT-038:CAB	BM	220	67,00%	73	3	9,2	147
ORIT-040:CAB	BM	42	3,00%	41	1,7	1,8	1
ORIT-052:PEP	BM	26	33,00%	17	0,7	1,1	9
ORIT-109:CAB	BM	410	89,00%	45	1,9	17,1	365
ORIT-112:CAB	BM	168	61,00%	66	2,8	7	102
ORIT-126:VIL	BM	650	80,00%	130	5,4	27,1	520
ORIT-136:CAB	BM	110	16,00%	92	3,8	4,6	18

Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPETROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**Tabla 5. Pozos Campo Orito Bombeo Electrosumergible**

POZO	Sistema de Levantamiento	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
ORIT-105:CAB	BES	770	73,00%	208	8,7	32,1	562
ORIT-117:CAB	BES	977	45,00%	537	22,4	40,7	440
ORIT-118:CAB	BES	1780	92,00%	142	5,9	74,2	1638
ORIT-120:CAB	BES	0	94,00%	0	0	0	0
ORIT-122:CAB	BES	722	58,00%	303	12,6	30,1	710
ORIT-130:CAB	BES	560	89,00%	62	2,6	23,3	498
ORIT-152:CAB	BES	0	89,00%	0	0	0	0
ORIT-161:CAB	BES	444	52,00%	213	8,9	18,5	231
ORIT-162:CAB	BES	0	94,00%	0	0	0	0
ORIT-167:CAB	BES	225	79,00%	47	2	9,4	178
ORIT-169:CAB	BES	540	25,00%	405	16,9	22,5	135
ORIT-170:CAB	BES	650	84,00%	104	4,3	27,1	546
ORIT-171:CAB	BES	1155	97,00%	35	1,5	48,1	1120
ORIT-194:CAB	BES	520	67,00%	172	7,2	21,7	348
ORIT-195:CAB	BES	1028	85,00%	154	6,4	42,8	874
ORIT-035:CAB	BES	1590	90,00%	159	6,6	66,3	1431
ORIT-111:CAB	BES	480	90,00%	48	2	20	432
ORIT-113:CAB	BES	380	100,00%	0	0	15,8	380
ORIT-121:CAB	BES	1694	100,00%	0	0	70,6	1694
ORIT-125:CAB	BES	2790	96,00%	112	4,7	116,3	2678
ORIT-168:CAB	BES	0	0,00%	0	0	0	0
ORIT-192:CAB	BES	1145	91,00%	103	4,3	47,7	1042

Fuente. Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPETROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**3.1.2 Sistemas BM y BES Campo Occidente.** Este campo está conformado por 24 pozos en total, de los cuales, 12 están Inactivos y 12 activos. Del total de pozos activos 4 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico y 5 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible. 3 producen por flujo Natural.

**Tabla 6. Pozos Campo Occidente Bombeo Mecánico**

POZO	SL	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
CARI-05:CAB	BM	196	16,00%	165	6,9	8,2	31
CHUR-01:CAB	BM	0	0,00%	0	0	0	0
CHUR-03:CAB	BM	170	65,00%	60	2,5	7,1	110
CHUR-07:CAB	BM	0	66,00%	0	0	0	0
SANT-02:CAB	BM	223	84,00%	36	1,5	9,3	187
SANT-05:CAB	BM	112	24,00%	85	3,5	4,7	27
SANT-11:CAB	BM	349	88,00%	42	1,8	14,5	307
SUCU-03:CAB	BM	0	0,00%	0	0	0	0

Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPETROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**Tabla 7. Pozos Campo Occidente Bombeo Electrosumergible**

POZO	SL	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
CARI-02:CAB	BES	597	35,00%	388	16,2	24,9	209
CARI-07:CAB	BES	235	10,00%	212	8,8	9,8	23
CARI-08:CAB	BES	296	80,00%	59	2,5	12,3	237
SUCI-01:CAB	BES	830	89,00%	91	3,8	34,6	739
SANT-10:CAB	BES	0	0,00%	0	0	0	0
SANT-12:CAB	BES	0	0,00%	0	0	0	0
SANT-14:CAB	BES	270	70,00%	81	3,4	11,3	189
QURIYANA-1: CAB	BES	319	58,00%	134	5,6	13,3	185

Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPETROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**3.1.3 Sistemas BM y BES Campo Nororienté.** Este campo está conformado por 7 pozos en total, de los cuales, 3 están Inactivos y 4 activos. A este campo pertenecen los pozos Alborada 1, Mansoya -1 Quililí 1, Quililí 2, Quililí 3 y Yurilla 1.

**Tabla 8. Pozos Campo Nororienté Bombeo Mecánico**

POZO	SL	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
QUIL-01:VIL	BM	1177	93,00%	50	3,4	49	1095

Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPETROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**Tabla 9. Pozos Campo Nororiente Bombeo Electrosumergible**

POZO	SL	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
ALBO-01:VIL	BES	2778	97,00%	83	3,5	115,8	2695
CENC-01:VIL	BES	2156	89,00%	237	9,9	89,8	1919
MANS-01:VIL	BES	597	62,00%	233	9,5	24,9	370
SIBU-01:VIL	BES	654	81,00%	87	5,2	27,3	530
YURI-01:VIL	BES	6940	94,00%	487	17,3	289,2	6524
QUIL-03:VIL	BES	2126	88,00%	255	10,6	88,6	1871

Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPELROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**3.1.4 Sistemas BM y BES Campo Sur.** Este campo está conformado por 41 pozos en total, de los cuales, 23 están Inactivos y 18 activos. Del total de pozos activos 3 están operando bajo el sistema de Bombeo Mecánico y 4 operan bajo el sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible. 3 operan bajo el sistema de Bombeo por cavidades progresivas. 8 operan bajo el sistema de Bombeo Hidráulico.

**Tabla 10. Pozos Campo Sur. Bombeo Mecánico**

POZO	SL	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
ACAÉ-3:CAB	BM	185	50,00%	93	3,9	7,7	92
ACAÉ-5:CAB	BM	235	80,00%	47	2	9,8	188
ACAÉ-6:CAB	BM	449	78,00%	99	4,1	18,7	350
ACAÉ-11:CAB	BM	218	41,00%	129	5,4	9,1	89
ACAÉ-14:CAB	BM	0	0,00%	0	0	0	0
SAN MIGUEL-5	BM	238	84,00%	38	1,6	0	0
LORO-4: CAB	BM	200	59,00%	82	3,4	8,3	118
LORO-9D:CAB	BM	214	74,00%	56	2,3	8,9	158
HORM-1:VIL	BM	20	2,00%	20	0,8	0,8	0
HORM-1X: CAB	BM	109	4,00%	105	4,4	4,5	4

Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPELROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

**Tabla 11. Pozos Campo Sur. Bombeo Electrosumergible**

POZO	SL	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD
ACAÉ-7:CAB	BES	0	92,00%	0	0	0	0
ACAÉ-8A:CAB	BES	514	61,00%	200	8,3	21,4	314
ACAÉ-10:CAB	BES	1810	92,20%	141	5,9	75,4	1669
LORO-5A:CAB	BES	480	91,00%	43	1,8	20	437
LORO-7A:CAB	BES	1510	72,00%	423	17,6	62,9	1087
LORO-8:CAB	BES	1610	93,00%	113	4,7	67,1	1497
LORO-11:CAB	BES	1285	93,00%	90	3,8	53,5	1195

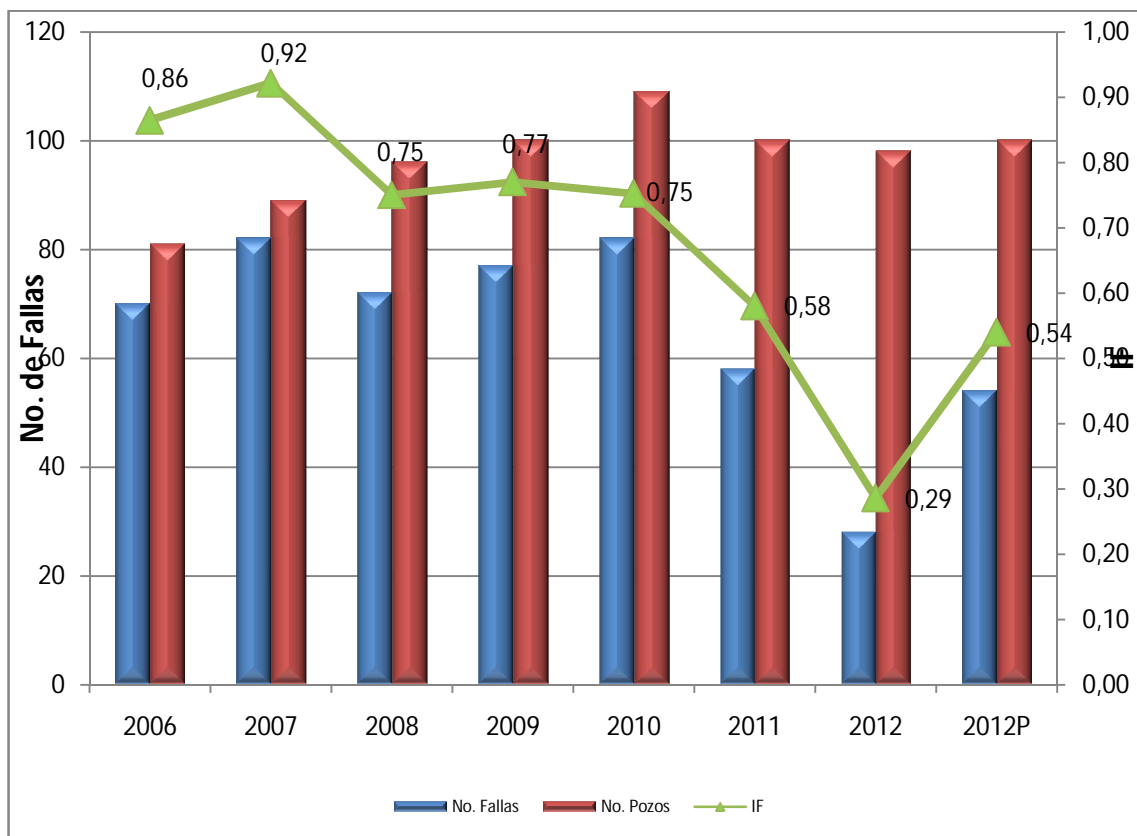
Fuente: Datos tomados y clasificados del programa AVOCET® – ECOPEPETROL S.A -SOP. Ordenación modificada por los autores.

### 3.2 ÍNDICE DE FALLAS E INTERVENCIONES A POZOS SOP

**3.2.1 Cálculo y análisis del índice de falla Histórico 2006-2012.** Índice de fallas e intervención a pozos en campos o grupos de pozos de producción de crudo de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, hace referencia a la cantidad y a la frecuencia de eventos no deseados, con respecto a la cantidad de pozos, según el sistema de levantamiento de estudio.

A continuación se presenta el índice de fallas IF, calculado a partir de los datos históricos recolectados en los departamentos de Producción y mantenimiento.

**Figura 28. Índice de Fallas Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012.**



Fuente. Datos compilados y graficados por los autores. Programa AVOCET® ECOPETROL S.A - SOP.

**Tabla 12. Calculo comportamiento del Índice de Fallas Bombeo Mecánico- Bombeo Electrosumergible. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012.**

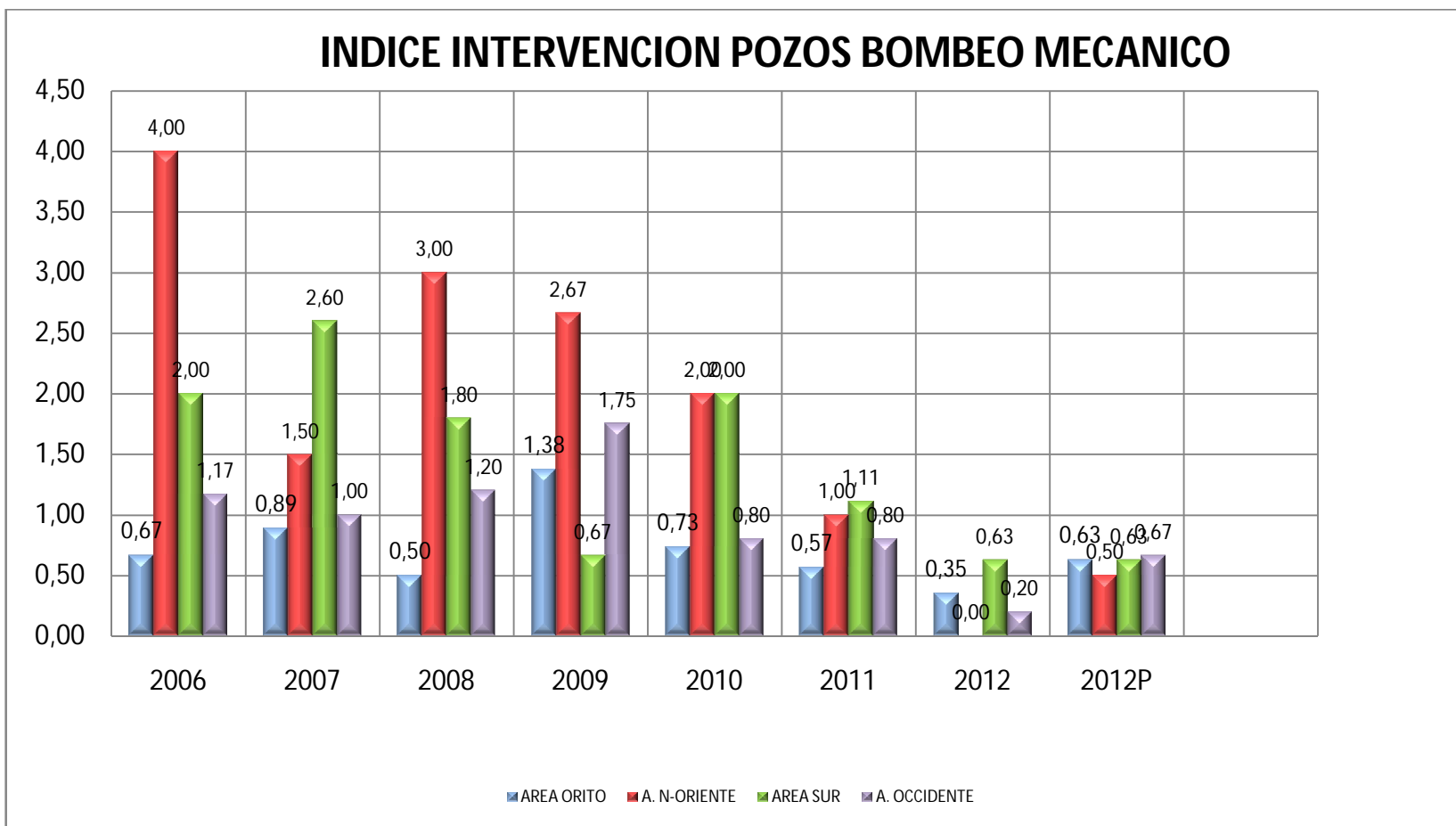
AÑO	BOMBEO MECANICO			BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE		
	No. Pozos	No. Fallas	IF WO	No. Pozos	No. Fallas	IF WO
2006	9	6	0,67	6	6	1,00
2007	9	8	0,89	10	9	0,90
2008	14	7	0,50	16	11	0,69
2009	16	22	1,38	21	8	0,38
2010	15	11	0,73	22	15	0,68
2011	30	17	0,57	18	8	0,44
2012	34	12	0,35	18	4	0,22
2012P	32	20	0,63	20	8	0,40

**Tabla 12. Calculo comportamiento del Índice de Fallas Bombeo Mecánico- Bombeo Electrosumergible. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012.**

	AÑO	BOMBEO MECANICO			BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE		
		No. Pozos	No. Fallas	IF WO	No. Pozos	No. Fallas	IF WO
A. N-ORIENTE	2006	1	4	4,00	3	6	2,00
	2007	2	3	1,50	3	6	2,00
	2008	2	6	3,00	3	2	0,67
	2009	3	8	2,67	4	5	1,25
	2010	1	2	2,00	6	6	1,00
	2011	1	1	1,00	6	5	0,83
	2012	1	0	0,00	6	1	0,17
	2012P	2	1	0,50	5	5	1,00
AREA SUR	2006	5	10	2,00	8	10	1,25
	2007	5	13	2,60	8	13	1,63
	2008	5	9	1,80	8	10	1,25
	2009	6	4	0,67	8	7	0,88
	2010	6	12	2,00	9	7	0,78
	2011	9	10	1,11	8	5	0,63
	2012	8	5	0,63	8	1	0,13
	2012P	8	5	0,63	8	6	0,75
A. OCCIDENTE	2006	12	14	1,17	0	0	0,00
	2007	12	12	1,00	0	0	0,00
	2008	10	12	1,20	2	2	1,00
	2009	8	14	1,75	2	0	0,00
	2010	10	8	0,80	6	0	0,00
	2011	5	4	0,80	9	3	0,33
	2012	5	1	0,20	8	2	0,25
	2012P	6	4	0,67	9	3	0,33

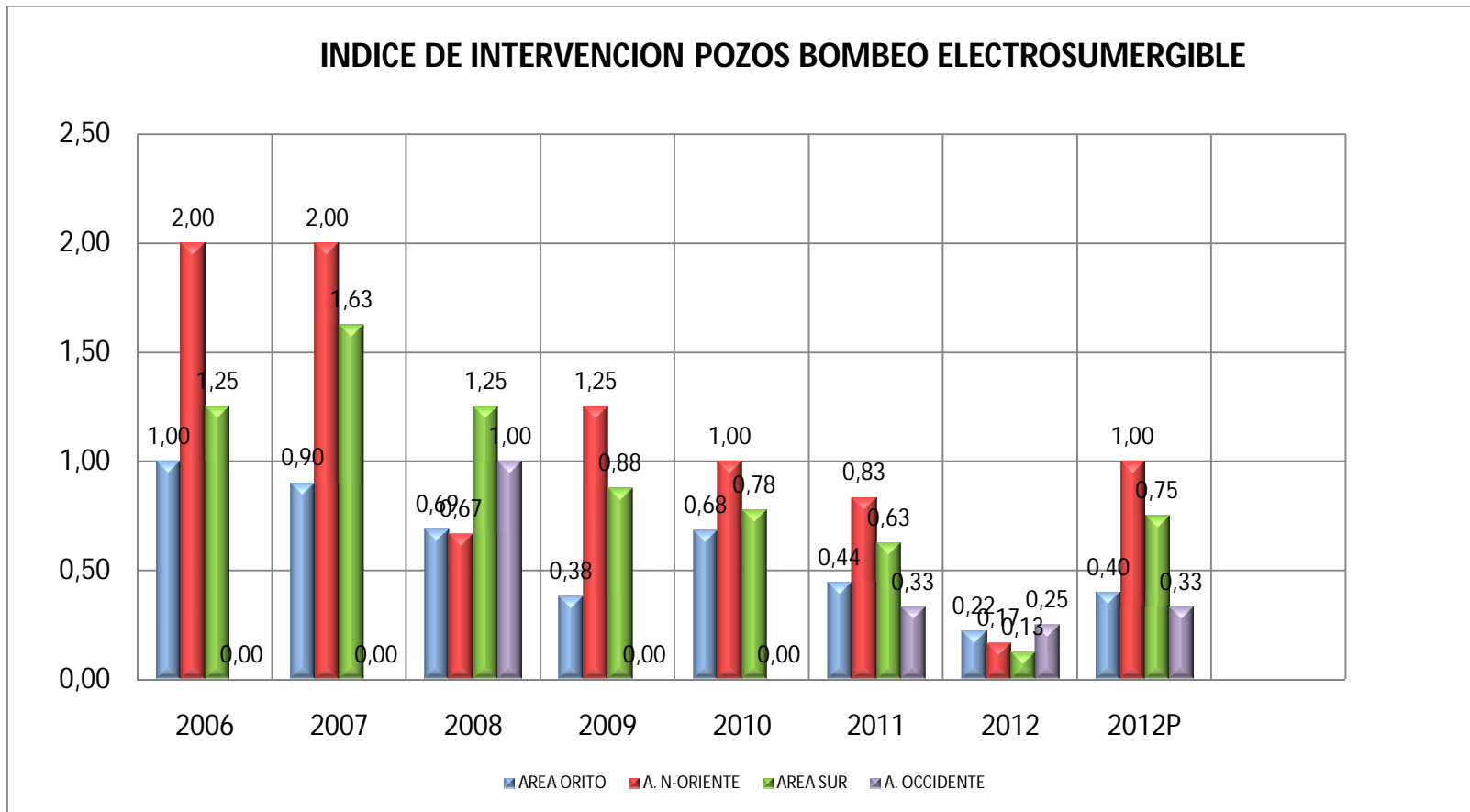
Fuente: Datos calculados por los Autores.

**Figura 29. Calculo comparativo del Índice de Fallas Bombeo Mecánico. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012**



Fuente: Datos calculados por los Autores

**Figura 30. Calculo comparativo del Índice de Fallas Bombeo Electrosumergible. Superintendencia de Operaciones Putumayo 2006-2012**



Fuente. Datos calculados por los Autores

### **3.3 HERRAMIENTAS Y MODELOS EMPLEADOS PARA EL ANÁLISIS DE FALLA Y ANÁLISIS CAUSA RAÍZ EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO.**

**3.3.1 Herramientas utilizadas en el análisis de fallas.** En la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A, desde la publicación en el año 2006 del “*Manual para aplicación de la metodología de análisis de causa raíz para la solución de problemas*” las herramientas más utilizadas en el análisis, tratamiento y evaluación de las fallas asociadas a los equipos de producción y superficie en general son las siguientes:

- Recolección de los Datos
- Lluvia de ideas
- Diagrama de Relación
- Línea de tiempo
- Modelo de Cambio
- Diagrama Pareto

Estas herramientas son usadas durante todo el Proceso de Solución de Problemas y su elección depende de cada caso.

Este enfoque está basado estrictamente en datos y hechos para la Solución de Problemas (al que con frecuencia se le denomina Análisis de Causa Raíz), ofreciendo información sobre cómo Solucionar Problemas a través de las Eliminación de las Causas<sup>44</sup>.

**3.3.1.1 Recolección de datos.** La herramienta de recolección de datos puede considerarse como el medio para justificar el fin. La recolección de datos es el

---

<sup>44</sup> GARBOLINO, P., y TARONI, F. (2002). Evaluation of scientific evidence using bayesian networks. Forensic Science International. 2002. 125, 149-155.

proceso de recopilación de información de diferentes fuentes, en diversas formas y de calidad variada. La calidad de la información es lo más importante del éxito de este proceso (éxito = eliminación de las causas)

**Aplicación.** Inicialmente y durante todo el proceso.

**Justificación.** Para asegurar que el proceso se base en hechos y no en opiniones, corazonadas o suposiciones.

### **3.3.1.2 Calidad de los datos.**

- **Hechos** - verificables, medibles, precisos
- **Inferencia** – deducción lógica basada en hechos
- **Suposición** – hipótesis lógica que podría explicar los hechos
- **Opinión** - corazonada, experiencia
- **Creencias** – opinión de terceros
- **Rumores** – información de 2da, 3ra & 4ta mano
- **Adivinar** – basado en la intuición, corazonadas
- **Fantasía** – sin fundamento, distorsión

**3.3.1.3 Lluvia de ideas.** La lluvia de ideas es una manera en que los grupos generan tantas ideas como sea posible en un período muy breve aprovechando la energía del grupo y la creatividad individual. Se trata de un método desarrollado por Alex .F. Osborne en los años 1941.

**Aplicación.** La lluvia de ideas es muy útil cuando se trata de generar ideas sobre problemas, aspectos para mejorar, posibles causas, otras soluciones y oposición al cambio.

**Justificación.** Un proceso interactivo de grupo no estructurado que generaba más y mejores ideas que las que los individuos podían producir trabajando de forma independiente. Al presentar la mayor cantidad de ideas posibles en corto período e

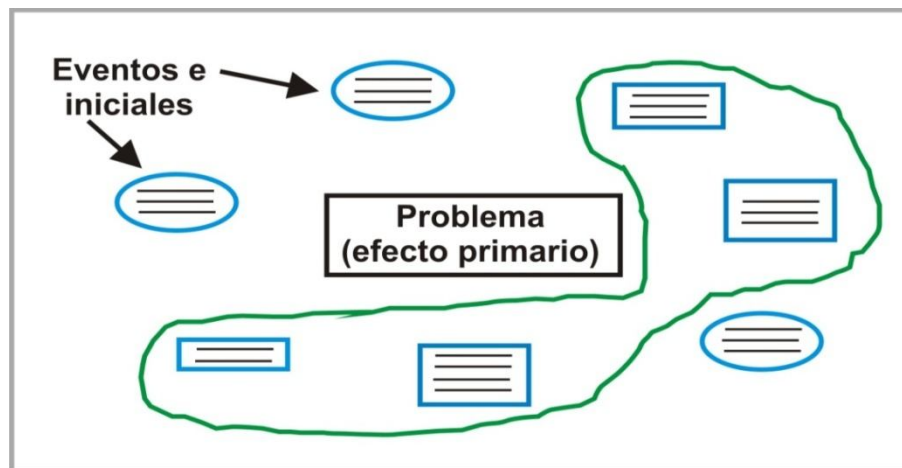
invitar a todos los miembros del grupo a participar, esta herramienta ayuda a la gente a pensar con mayor amplitud y tener otras perspectivas. Sirve para que las ideas se propaguen por la influencia que ejercen entre ellas. Pero no sirve para reemplazar a los datos.

### **Proceso.**

1. Se define el tema o el problema
2. Se nombra a un conductor del ejercicio
3. Antes de comenzar la “tormenta de ideas”, explicar las reglas abajo descritas.
4. Se emiten ideas libremente sin extraer conclusiones en esta etapa.
5. Se listan las ideas
6. No se deben repetir ideas
7. No se critican
8. El ejercicio termina cuando ya no existen nuevas ideas
9. Se analizan, evalúan y organizan las mismas, para valorar su utilidad en función del objetivo que pretendía lograr con el empleo de esta técnica.

#### **3.3.1.4 Diagrama de Relación (Inventario/Agrupación)**

**Figura 31. Diagrama de relación (inventario/agrupación)**



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

La técnica de Diagrama de Relación o la técnica de Inventariar / Agrupar es una visualización del problema general y de los eventos y circunstancias que lo iniciaron y cómo se relacionan.

**Aplicación:** El diagrama de relación se usa cuando se trata de dividir un gran problema en sectores manejables.

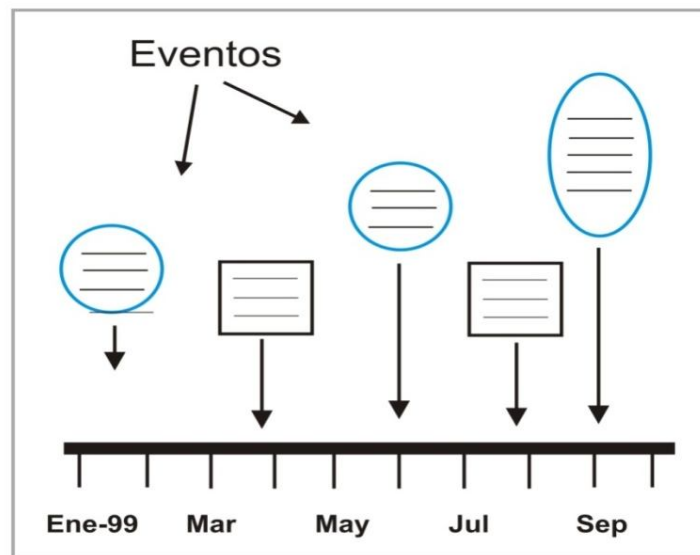
**Justificación:** El diagrama de relación ayuda a priorizar el tamaño de los grupos dan un sentido de la magnitud.

**Proceso:**

1. Colocar el problema (efecto) en el centro de la página.
2. Empezar a escribir diversos eventos o circunstancias iniciales que llevaron al problema
3. Agrupar encerrando eventos parecidos/similares en el mismo grupo.

**3.3.1.5 Línea de tiempo (Secuencia de eventos)**

**Figura 32. Línea de tiempo (secuencia de eventos)**



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPELROL S.A. Modificado por los autores.

La línea de tiempo es un gráfico o una lista indicando el orden en que se dieron los eventos.

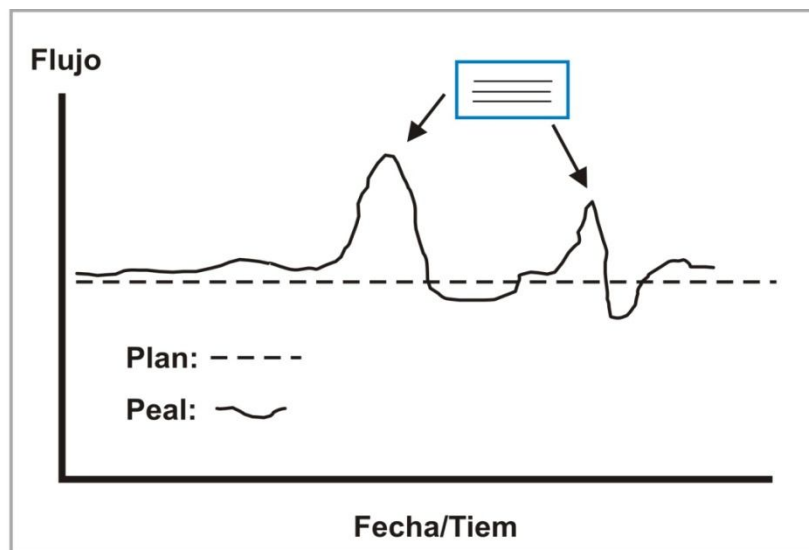
**Aplicación.** Es muy útil cuando las Fuentes de los datos son separadas (2 entrevistados) o cuando varios eventos se presentan muy cercanos en el tiempo. También cuando se observa un problema a largo plazo y se revisa la historia.

**Justificación.** "Una imagen dice más que 1000 palabras"...presenta la situación de un solo vistazo.

**Proceso:** Mientras se revisan los registros/fuentes de datos, acomode la información en la línea de tiempo horizontal (los datos más antiguos hacia la izquierda). Si las descripciones escritas son muy largas o el marco de tiempo es corto, puede elegir escribir la secuencia de eventos en forma de lista. Una columna que indique fecha/tiempo y otra que describa el evento.

### 3.3.1.6 Modelo de cambio

Figura 33. Modelo de cambio



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores.

Este tipo de cuadro se usa para mostrar el desempeño con el tiempo. Muestra como varía con el tiempo uno o varios resultados.

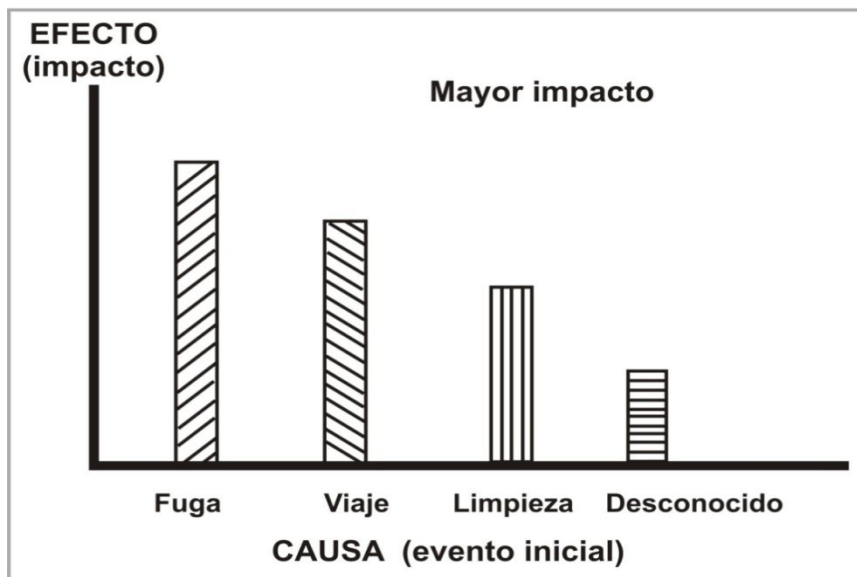
**Aplicación.** Una buena forma de mostrar los datos almacenados en un computador. Especialmente cuando se compara con un plan/objetivo o con variables relacionadas

**Justificación.** Ayuda a precisar la dimensión de tiempo de un problema. También puede apunta hacia áreas en donde se puede requerir de más datos para determinar la secuencia de eventos.

**Proceso.** Trace el gráfico xy teniendo el tiempo como el eje x (fondo/horizontal).

### 3.3.1.7 Diagrama Pareto (Diagrama de Barras)

Figura 34. Diagrama Pareto (diagrama de barras)



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Un diagrama Pareto es una forma especial de gráfico de barras que se usa para clasificar o priorizar los datos.

**Aplicación.** Se puede usar para determinar en qué problema(s) se va a trabajar primero, determinar cuál es el más frecuente y/o cuál causa el mayor impacto.

**Justificación.** Para asegurar que se está trabajando el ítem de mayor consecuencia. Basado en hechos y no en “corazonada”.

**Proceso:**

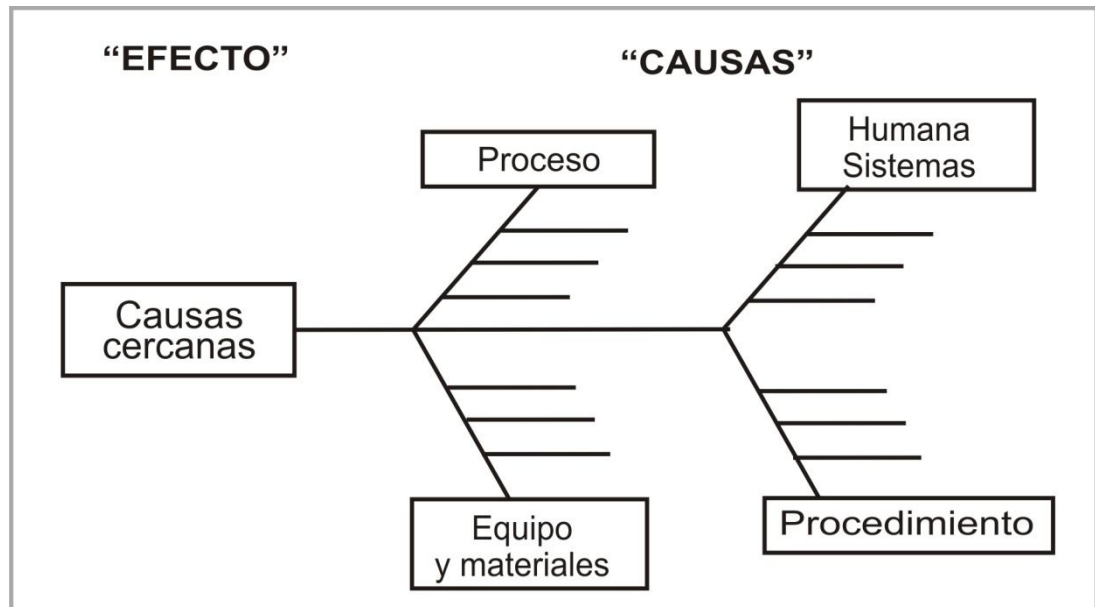
- Recopilar datos acerca de la situación por categoría de la causa o por el evento que la inicia. (Hacer referencia al Diagrama de Relación).
- Clasificar mayor impacto de los datos / # incidentes al menor. Dibujar cuadro de barras que muestre de grande a pequeño, de izquierda a derecha.

**3.3.2 Herramientas utilizadas en el análisis causa raíz.** En la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A, desde la publicación en el año 2006 del *“Manual para aplicación de la metodología de análisis de causa raíz para la solución de problemas”* las herramientas más utilizadas en el análisis, tratamiento y evaluación de las fallas asociadas a los equipos de producción y superficie en general son las siguientes:

- Diagramas de causa-efecto
- Método de la escalera
- Análisis de Árbol de fallas
- Análisis de cambio
- Diagrama de espina de pescado
- Árbol lógico de fallas

### 3.3.2.1 Diagrama de causa y efecto

Figura 35. Diagrama Pareto (diagrama de barras)



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPELROL S.A. Modificado por los autores.

El Diagrama de Causa y Efecto desarrollado por Apollo Associates (consultoría de ACR) es probablemente la herramienta ACR más útil y más utilizada. Es una técnica que es fácil de aprender y puede usarse virtualmente en cualquier situación.

**Aplicación.** Como primer paso del Análisis de Causa Raíz. Luego de terminar con el Planteamiento de un Problema y con la Descripción del Problema.

**Justificación.** Es sencillo y efectivo.

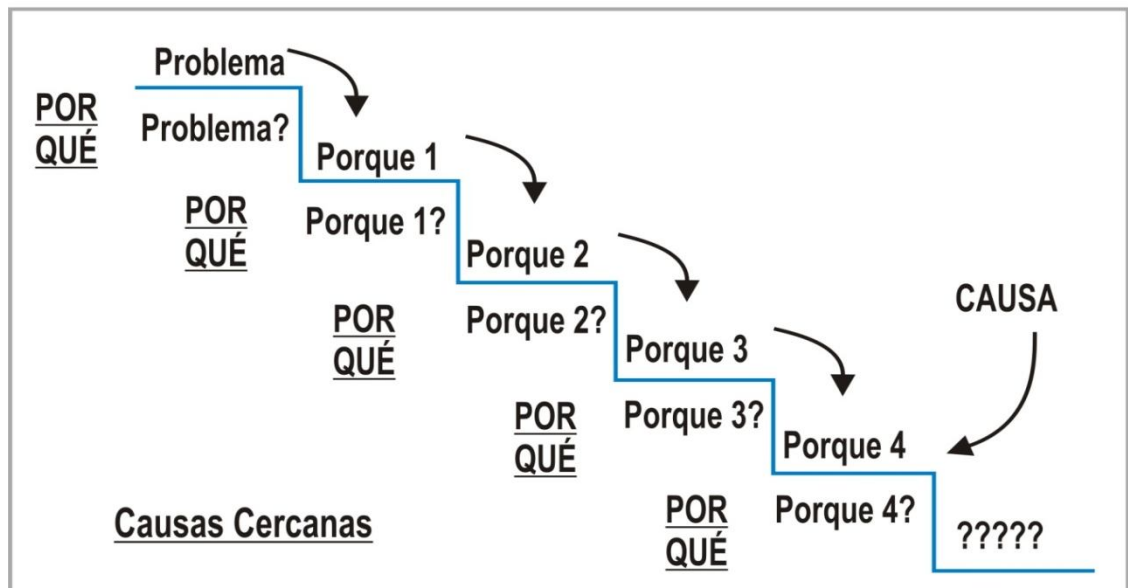
**Proceso:**

- Comenzar con un Efecto Primario y preguntar: esto fue "ocasionado por"?

- Responder con hechos soportados por la evidencia, no por opiniones y tomar pequeñas medidas –la causa del Efecto Primario también es un efecto de otra causa y así continua la secuencia.
- Luego preguntar: “.. y este efecto fue ocasionado por?”
- Nuevamente, responder con hechos, no opiniones.

### 3.3.3.2 Método de la escalera (5 Por Qués?)

Figura 36. Método de la escalera (5 por qués?)



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores.

El Paso de Escalera es una disciplina convergente de preguntas para ayudar a descubrir las Causas Cercanas de un problema (la causa fáctica más conocida antes de adivinar).

**Aplicación.** Como un primer paso en el Análisis de Causa Raíz. Luego de completar el Planteamiento del Problema y la Descripción del Problema.

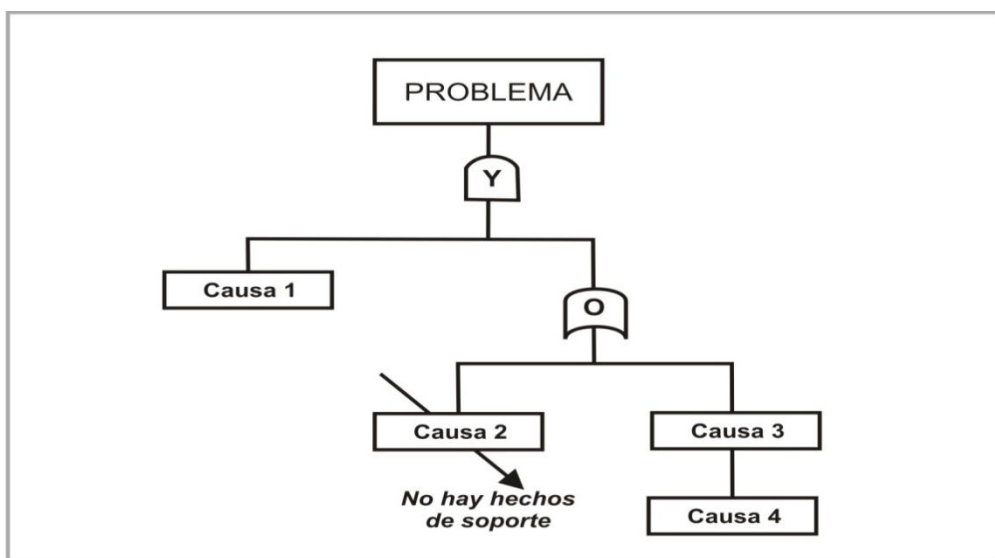
**Justificación.** Preguntando "por qué" 5 veces a menudo se llega al nivel de Causa Cercana vs una causa "superficial".

**Procedimiento:**

- Comenzar con el Planteamiento del Problema, preguntar: "Por qué sucedió esto?"
- Responder con hechos, no opiniones.
- Luego preguntar: ".. y por qué sucedió esto"?
- Nuevamente, responder con hechos, no opiniones.
- Continuar con este proceso hasta que la respuesta no sea un hecho. A este punto usted podrá ó: ir a recopilar más datos para ver si puede encontrar datos fácticos para soportar la respuesta (si encuentra los datos de soporte entonces reasuma haciendo la pregunta "por qué?"), ó regrese un paso y tome el último hecho conocido, esta es la Causa Cercana.

**3.3.2.3 Análisis de árbol de fallas**

**Figura 37. Análisis de árbol de fallas**



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores.

El Análisis de Árbol de Falla es una técnica deductiva que se centra en un sistema de falla o accidente. El Árbol de Fallas es un modelo gráfico que muestra una combinación de fallas de los equipos y fallas humanas/sistemas que en conjunto forman una falla de un sistema.

**Aplicación.** Una sola falla o un solo accidente que tiene múltiples causas.

**Justificación.** "Una imagen vale más que 1000 palabras", con un simple vistazo se muestra la interrelación y la complejidad de la causa.

**Procedimiento.**

- Usar las puertas lógicas de Boolean para describir los posibles eventos y causas.

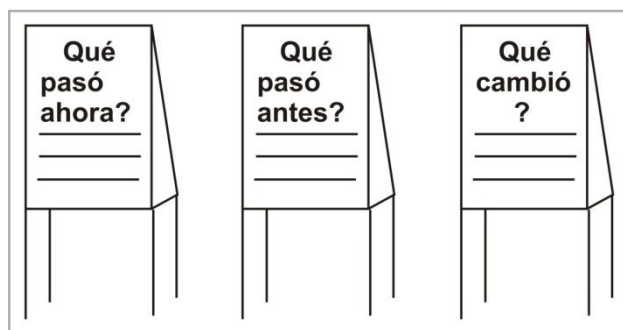
**Y** : tanto eventos como condiciones deben satisfacerse.

**O** : cualquier condición puede ocasionar el problema.

- Construir un diagrama de todas las causas posibles.
- Eliminar las causas para las cuales usted cuenta con datos de desaprobación.
- Aspectos restantes que se basan en las Causas Cercanas.

### 3.3.2.4 Análisis de cambio

**Figura 38. Análisis de cambio**



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPELROL S.A. Modificado por los autores.

El análisis de cambio es otro método de diferenciación utilizado para ayudar a Identificar Causas Proximales y Posibles Causas.

**Aplicación.** Cuando los datos estén disponibles (es decir un proceso o un equipo o un proceso similar).

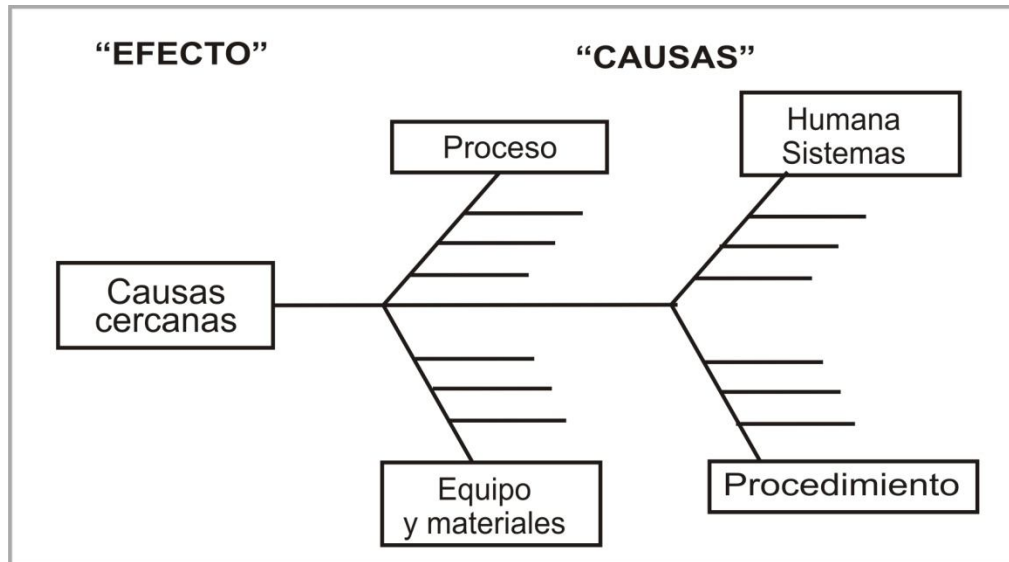
**Justificación.** Es de mucha ayuda ponerlo por escrito para que todo el equipo lo vea. Igualmente, la comparación ayuda a resaltar las diferencias... estas diferencias pueden estar relacionadas con la causa.

**Procedimiento:**

- Analizar / Hacer una lista de los hechos importantes acerca de la situación actual.
- Analizar / Hacer una lista de los hechos importantes acerca de tiempos anteriores cuando el problema no ocurría.
- Comparar Las listas 1 y 2: a) hacer una lista de todas las diferencias conocidas (basadas en hechos) = Causas Cercanas y b) hacer una lista de todas las diferencias posibles = Causas Posibles.
- Analizar cada causa para ver si puede ocasionar el problema. Si sí, manténgala como causa probable. Si no, táchenla de la lista

### 3.3.2.5 Diagrama espina de pescado (Causa y Efecto)

Figura 39. Diagrama espina de pescado (causa y efecto)



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Un diagrama de Espina de Pescado es un proceso estructurado para visualizar e identificar todas las causas posibles de un problema.

**Aplicación.** Después de determinar las Causas Cercanas (basadas en hechos).

**Justificación.** El completar el diagrama de Espina de Pescado estimula un pensamiento divergente. Esto ayuda a mantener un enfoque abierto y a no perder ninguna causa posible.

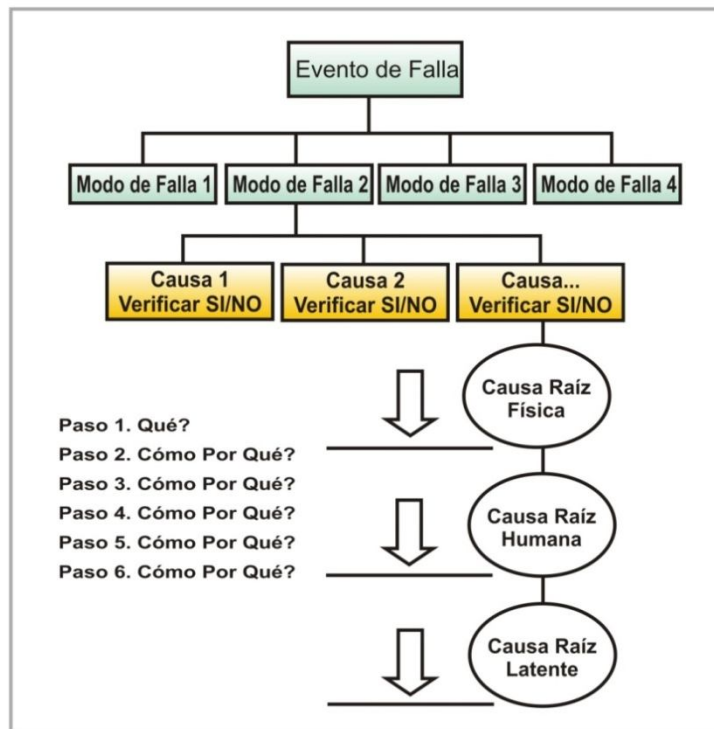
**Procedimiento.**

- Dibuje un diagrama de Espina de Pescado tal como se ilustró anteriormente, colocando la Causa Cercana a la "cabeza" del diagrama de Espina de Pescado.

- Llene el diagrama de Espina de Pescado contestando la pregunta "¿qué podría causar el problema?"
- Mires las causas en cada una de las áreas anotadas: Proceso, Humana / Sistemas Interfaz, Equipo y Materiales, y Procedimientos.

### 3.3.2.6 Herramienta: Árbol lógico de fallas

Figura 40. Árbol lógico de fallas



Fuente. Manual de análisis de Falla ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

La herramienta de Árbol Lógico de falla permite representar gráficamente las relaciones de causa y efecto que nos conduce a descubrir los eventos de falla y cuál fue la causa raíz del problema.

**Aplicación.** Como la primera etapa del Análisis de Causa Raíz. Luego de terminar con el Planteamiento de un Problema y con la Descripción del Problema.

**Justificación.** Nos permite comprender un patrón en un “mar de caos”. Es un proceso ordenado donde las hipótesis son verificadas con base en hechos, lo cual facilita la identificación de las causas raíz Físicas, Humanas y Latentes.

**Procedimiento.**

- **Describir el evento de Falla**, encabezando el diagrama especifique la falla funcional del equipo o sistema, es decir, la forma como se observó la detención o parada del equipo o sistema.
- 
- **Describir los Modos de Falla**, que originaron el evento de falla. Estos modos de falla son las evidencias físicas de la pérdida de la funcionalidad de un equipo o sistema; se sugiere no descartar los modos de falla que parezcan extraños, siempre y cuando tengan criterios bien fundamentados.
- **Identifique todas las hipótesis que dieron origen al modo de falla. (el como).** Haga uso de la *Herramienta de Lluvia de Ideas*, consulta con expertos, fallas similares ocurridas en el pasado, etc.
- **Determine y verifique las causas físicas / inmediatas (causas directas).** Para determinar las causas de la falla, es de utilidad preguntarse: Cuando Ocurre?, A que Hora Ocurre?, Qué Efectos Tiene?, Por Que Ocurre?, Que Condiciones Especiales se Presentaron o Existían y Qué Modificaciones se han Realizado? y Cómo Ocurre?.
- **Determine y verifique las causas raíz humanas.** Utilice como guía la *Herramienta de Lista Verificación de la Interrelación Humana / Sistemas* para identificar los **Factores Personales** relacionados con las causas físicas.
- **Determine y verifique las causas raíz latentes** Utilice como guía la *Herramienta de Lista Verificación de la Interrelación Humana / Sistemas* para identificar los **Factores de Trabajo** relacionados con las causas huma

## **4. DISEÑO Y DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE BAYAS EN LOS ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE LOS EQUIPOS DE FONDO BM Y BES DE LA SOP - ECOPETROL S.A ORITO - PUTUMAYO**

### **4.1 ETAPA DE INTRODUCCIÓN**

Obtención de Información Relevante

**4.1.1 Fase de Introducción N°1. Categorizar los eventos de falla que presentan los sistemas de Bombeo Mecánico y Electrosumergible, teniendo en cuenta, el componente fallado, los síntomas y las causas o modos probables de falla.** Para el diseño de la metodología, se requieren de datos, referencias e información bibliográfica, empresarial y de los expertos en los sistemas de levantamiento de Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible a nivel de la industria del petróleo. Para tal fin se decide, realizar una compilación generalizada a nivel de la industria de los principales modos de fallas asociados a los sistemas BM y BES. Adicional a esta recopilación, se requiere del análisis específico de fallas presentadas en la superintendencia de operaciones Putumayo, para tal efecto se escoge una muestra del universo de áreas que la conforman, de la cual se analizan los modos de fallas asociados a equipos de fondo de BM y BES.

A continuación se presenta una Clasificación de los principales componentes y factores que intervienen en las fallas que presentan en los equipos de fondo de los sistemas de Bombeo Mecánico y Electrosumergible. Teniendo en cuenta, el componente fallado, los síntomas y las causas o modos probables de falla. Como referencia de apoyo, se describen los conceptos asociados a esta clasificación.

**Sistema.** Se entiende como sistema la integración de elementos (componentes), que se interrelacionan para lograr un fin en específico, en donde cada uno de estos elementos contribuyen con actividades propias y particulares.

**Componente.** Elemento para la operación del sistema y que hace parte fundamental del mismo, el cual tiene funciones específicas que contribuyen al levantamiento del crudo.

**Componente fallado.** Elemento inoperante del sistema, el cual ha perdido la capacidad de seguir ejecutando sus funciones.

**Síntomas.** Son la evidencia o el impacto observable, que refleja que un componente del sistema ha fallado.

**Modos o Causas Probables de Falla.** Condiciones, variables y/o factores que originaron que el componente fallara.

**4.1.1.1 Modos de Falla. Equipos de Fondo Bombeo Mecánico.** Son muchas las causa por la cual el sistema de bombeo Mecánico puede fallar. Por lo general, desde la fase de diseño, existe incertidumbre, con respecto a la información que se tiene. Por lo general factores como: profundidad, desviación, producción de gas, producción de agua, desviación del pozo, producción de sólidos entre otros.

Si bien es cierto que los componentes del sistema tienen su garantía en cuanto a la operabilidad de los mismos, se debe tener especial cuidado en las especificaciones de cada tipo de componente, ya que si la compañía administradora del campo o del grupo de pozos, no tiene en cuenta condiciones como particularidades del yacimiento cantidades y propiedades de fluidos producidos, paradas programadas o reacondicionamiento del pozo, el medio ambiente operativo al cual el expuesto el equipo, precipitación de parafinas y

formación de escamas; corrosión etc, esta garantía no se cubre lo que incurre en pérdidas económicas.

El incremento de las fallas de la tubería, bombas y otros accesorios de los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento siendo necesario establecer una acción rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar ó minimizar estas fallas.

La Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP), posee información en bases de datos de las diferentes causas de paradas, estos datos permiten identificar la alta frecuencia de fallas en algunos pozos y por consiguiente un incremento de los costos de mantenimiento y perdidas de producción. Pero no presentan un consolidado que especifique la causa raíz en cada uno de estos eventos.

La Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP), preocupada por los inconvenientes presentados con respecto a los análisis de causa raíz, ha respaldado la idea de un proyecto, que permita la implantación de una metodología que apoye dichos análisis, mediante la aplicación de los conceptos del teorema de Bayes, con el objeto corporativo de reducir al máximo la ocurrencia de falla en los componentes de subsuelo y fortalecer la ingeniería del conocimiento.

**Tabla 13. Análisis de Fallas BM. Varillas – Upsep**

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( MODO DE FALLAS)		CAUSA PROBABLES DE FALLA
UPSET	Fractura.	En la zona de falla no se observan daños por corrosión.	Entalla causadas por daños de los asientos del elevador, los cuales se encuentran desgastados o desalineados.
			Defectos de fabricación tales como inclusiones, grietas o forja.
			La mesa de varilla no está alineada apropiadamente.
			Defectos artificiales causados por la corrosión.

Fuente. Los Autores

**Tabla 14. Análisis de Fallas BM. Varillas – Cuerpo**

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( MODO DE FALLAS)	CAUSA PROBABLES DE FALLA
Cuerpo	En la zona de ruptura no se observa Daño por corrosión.	Agrietamiento progresivo debido a las cargas cíclicas durante la operación. Verificar tiempo de servicio de la varilla o nivel de cargas de operación.
		Presencia de aquellos defecto en, la zona de inicio de la grieta de fatiga, de fabricación ó manipulación.
		La carga aplicada es mayor a la resistencia de la varilla.
		Fragilización del material debido a la corrosión por H2S.
	El material presenta elongación plástica, caracterizado por encuellamiento	Varillas Grado C, D, K.
		Las cargas aplicadas están por encima de la resistencia de la varilla.
		Diseño deficiente. Pega de la bomba.
	La superficie de fractura presenta rebordes y marcas tipo trinquete.	Incorrecta manipulación de la varilla.
	El área de la fractura presenta picado superficial incipiente.	Varilla de alta resistencia:
		Fragilización inducida por hidrogeno, o agrietamiento incluido por sulfuros.
		Varillas Grado C,D,K :
		Las cargas aplicadas están muy cerca del límite del material y presenta daño por corrosión incipiente.

Fuente. Los Autores

**Tabla 15. Análisis de Fallas BM. Varillas – Cuerpo**

<b>COMPONENTE FALLADO</b>	<b>SINTOMAS ( MODO DE FALLAS)</b>	<b>CAUSA PROBABLES DE FALLA</b>
<b>Cuerpo</b>	El área de la fractura presenta picado superficial y severo.	Varillas de alta resistencia: las varillas normalmente fallan antes que el picado sea de tamaño grande.
		Varillas Grado C,D,K:
		Corrosión severa ocasionado por H <sub>2</sub> S.
	En la zona de falla, la varilla no se encuentra doblada.	Todos los grados de varilla: Ataque por bacterias sulfato reductoras
		Antes de la ruptura, la varilla ó la sarta sufrió una caída y torcedura.
	Esfoliamiento o decapado.	Varilla torcida por una incorrecta manipulación.
		En varillas de alta resistencia con capa endurecida, la capa se desprende por fragilización por H <sub>2</sub> S debido a corrosión.
	Ruptura por torsión. La superficie de fractura presenta una inclinación de 45°.	La sarta presenta rotación durante la operación. La rotación puede inducir un torque en las varillas, el cual aumenta hasta producir la ruptura.
	Esfoliamiento o decapado.	En varillas de alta resistencia con capa endurecida, la capa se desprende por fragilización por H <sub>2</sub> S debido a corrosión.
	Ruptura por torsión. La superficie de fractura presenta una inclinación de 45°.	La sarta presenta rotación durante la operación. La rotación puede inducir un torque en las varillas, el cual aumenta hasta producir la ruptura.
	Desgaste superficial sin picado.	El anclaje de la tubería presenta tensión insuficiente.
		El pozo presenta excesiva desviación.
	Superficial con picado.	Las varillas están e compresión debido a un programa de control de la corrosión ineficiente.
Lo mismo que el anterior, el pozo presenta un programa de control de la corrosión ineficiente.		
El daño se presenta en el rango de las 6” desde el hombro del pin.	Golpe severo causado por cargas de compresión excesivas, generadas por golpe de fluido, restricciones en la bomba, bloqueo por gas.	

Fuente. Los Autores

Tabla 16. Análisis de Fallas BM. Varillas - Pin

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( MODO DE FALLAS)	CAUSA PROBABLES DE FALLA		
Pin	Fractura.	La ruptura se presenta por el ultimo hilo enroscado pin.	Insuficiente torque de apriete durante el trabajo previo. Los hilos presentan radios de curvatura agudos, hilos de la rosca no laminados (rolled). Pin fracturado por fatiga, si el periodo de tiempo entre el primer pin fracturado y la instalación original es significativa.	
		La ruptura presentada por la zona del cuello.	Varillas de alta resistencia con capa endurecida: Insuficiente torque de apriete durante el trabajo previo. Daño mecánico tipo entallas en la superficie del cuello generadas durante el maquinado. Radio de curvatura por debajo de especificaciones del API.	
			La fractura se localiza en la zona de los hombros.	En varillas endurecidas, el desprendimiento d la capa es probable a un defecto de fabricación.
			La fractura esta en el área del cuadrante.	Daño causado por una llave desgastada en el trabajo previo. Esfuerzos inducidos por las entallas generadas por la marcación por estampado.
		Galling o ludimiento (Rosca Molida)	Daño de los hijos de la rosca (rosca molida).	Roscas montadas debido a un mal enroscado (Make Up) Material extraño en los hilos de la rosca. Falta de lubricación adecuada para este tipo de conexión.

Fuente. Los Autores

Tabla 17. Análisis de Fallas BM. Varillas – Acople

COMPONENTE FALLADO	SINTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>Acople</b>	Fractura.	Fractura localizada en la raíz del último hilo enroscado.	Apriete insuficiente, o el acople golpeando la tubería causando su desconexión.
		Fractura localizada en el centro del acople.	Agrietamiento por fatiga debido a las cargas aplicadas.
		Reducción de área transversal del acople debido a desgaste por rozamiento.	
		Perdida de material debido a un deficiente programa de control de la corrosión.	
		Si el acople es de alta dureza, probablemente está ocurriendo agrietamiento inducido por H2.	
		En la zona de fractura se observan entallas o marcas de llave.	Incorrecta manipulación.
		Erosión corrosión.	Acoples rozando, alta velocidad del fluido y fluido corrosivo.
	Desgaste superficial.	El anclaje de la tubería presenta tensión insuficiente.  El pozo presenta excesiva desviación.  Las varillas están en compresión debido a un mal diseño, golpe de fluido o bomba pegada.	
	Grieta longitudinal (raja).	Grieta longitudinal.	Sobre apriete del acople,
Ensanchamiento en las áreas de sello.		Presencia de material extraño en el acople de ser apretado.	

Fuente. Los Autores

**Tabla 18. Análisis de Fallas BM. Barras de Peso**

<b>COMPONENTE FALLADO</b>		<b>SINTOMAS ( Modos de Falla)</b>		<b>CAUSA PROBABLE DE FALLA</b>
<b>BARRAS DE PESO</b>	<b>Cuerpo.</b>	<b>Fractura.</b>	Sin huellas de picado.	Fatiga, (agrietamiento progresivo).
			Con huellas de picado.	Programa control de la corrosión deficiente.
			Desgaste.	Es raro que una barra de peso falle por desgaste.
	<b>Cuello.</b>	<b>Fractura.</b>	Agrietamiento progresivo por fatiga.	Insuficiente área transversal o rigidez para soportar las cargas de compresión aplicadas.
		<b>Torcedura.</b>		Caída de la sarta de varillas previo a la torcedura.
	<b>Pin.</b>	<b>Fractura o desconexión.</b>		Excesiva carga de compresión combinado con un apriete deficiente.

Fuente. Los Autores

**Tabla 19. Análisis de Fallas BM. Barras Lisa**

COMPONENTE FALLADO			SINTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>BARRA LISA</b>	<b>Cuerpo.</b>	<b>Fractura.</b>	Fractura localizada por debajo de la grapa.	Recubiertas con capa de temorrociado (spray metal)
			Fractura localizada en cualquier sitio por debajo de la grapa.	Agrietamiento causado por el apriete de la grapa sobre la capa spray metal.
	<b>Pin.</b>	<b>Fractura.</b>	Fractura localizada en cualquier sitio por debajo de la grapa.	Grapa y/o la barra de carga desalineados.
				Cuerpo de la barra lisa torcido, (manipulación deficiente).
	<b>Acople.</b>	<b>Grieta.</b>	Grieta longitudinal.	La unidad de bombeo no está alineada con el cabezal del pozo.
				Desalineación de componentes internos del cabezal.
			En la zona de falla se observa daño por corrosión debido a los fluidos del pozo, utilizar bata lisa con spray metal.	
			La ruptura de pines es rara debido a su tamaño relativo y resistencia. Utilizar acoples es apropiados para barra lisa.	
			Acople sobre torqueado.	
			No uso el acople apropiado para la barra lisa.	

Fuente. Los Autores

Tabla 20. Análisis de Fallas BM. Sustrituto debajo de la Barras Lisa

COMPONENTE FALLADO			SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>SUSTITUTO DEBAJO DE LA BARRA LISA</b>	<b>Cuerpo.</b>	<b>Fractura.</b>	<b>Upset.</b>	Daño del elevador.
				La tabla de la varilla no alineada apropiadamente.
			<b>Diferente a la zona de Upset.</b>	Sustrituto torcido, principalmente debido a deficiente manipulación, cuando colocan la barra lisa en el piso.
				Uso de un sustrituto dañado o debilitado durante el experimento de la bomba.
				Cargas excesivas para el tamaño del sustrituto de grado inadecuado para las cargas.

Fuente. Los Autores

**Tabla 21. Análisis de Fallas BM. Rod Valve**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
Varilla de válvula (Rod Valve R11).	Zona del Pin Superior	Fractura del pin, la barra tiene amortiguador ó adaptador de golpes.	Golpe repetitivo causado por un espaciamiento inapropiado de la bomba.
			Pandeo de la varilla debido a cargas de compresión generadas durante la carrera descendente del pistón.
		Pandeo del tubo durante la carrera descendente del barril (bombas de barril viajero).	
Tubo de tiro (TUBE PULL T11).	Zona del pin inferior	Fractura del pin, la barra No tiene amortiguador ó adaptador de golpes.	Golpe de Fluido " Fluid Pound" Similar al anterior
		Fractura de pin, la barra (tubo) presenta torcedura en el extremo inferior.	Sobrecarga sobre la varilla/ tubo durante el desasentado de la bomba.
	Guía.	Deformada por golpes.	Desgaste.
Rozamiento con la varilla/ tubo de tiro a pandeo.			
(ver causas de la ruptura del pin superior).			
			Golpe de fluido "Fluid Pound".

Fuente. Los Autores

**Tabla 22. Análisis de Fallas BM. Pull Tube**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
Varilla de válvula (Rod Valve R11).  Tubo de tiro (TUBE PULL T11).	Cuerpo	Picado o Ralladura o grieta longitudinal (tipo raja).	En bombas de barril viajero:
			Corrosión del tubo por fluido corrosivo en ambiente estancado.
Rozamiento entre el tubo y el tapón inferior del barril (Plug, pull), ocasionado por pandeo del tubo por manejo de arena, peso del fluido, etc..			
Rozamiento con la varilla/ tubo de tiro debido a pandeo (ver causas de la ruptura del pin superior)			
Golpe de fluido "fluid Pound".			
		Fractura.	Desgaste por tiempo de uso.
			Fatiga (agrietamiento progresivo debido a las carga de operación).

Fuente. Los Autores

Tabla 23. Análisis de Fallas BM.. Barril

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>BARRIL</b>	<b>Cuerpo</b>	<b>Entallas o rayas (entallas múltiples superficiales).</b>	Material extraño como arena como arena, sulfuro de hierro, ó en ambientes agrios (H2S) se presentan pedazos sueltos (hojuelas) del descubrimiento de cromo del barril.
			Ocasionado por partículas sueltas, típicamente partículas metálicas alojadas entre el barril y el pistón.
			Entallas de forma helicoidal generadas en fábrica durante el pulimiento de la capa de spray metal del barril.
		<b>Agujeros.</b>	Barril de acero: inhibidor de corrosión inapropiado, o corrosión galvánica. En bombas con anclaje inferior se presenta corrosión por fluido corrosivo estancado.
			Barril de bronce: desgaste severo interno
		<b>Fractura de la caja (box end).</b>	Altas cargas de operación + D15.
			Baja resistencia mecánica del material. Perdida de espesor de pared por corrosión externa.
		<b>Estallado.</b>	Baja resistencia del barril.
			Uso de anclaje superior en pozo profundo.
		<b>Colapsado.</b>	Vacio ocasionado por taponamiento de válvula fija (suave).
Baja resistencia del material del barril.			
<b>Perdida de capa crome plated.</b>	Trabajo previo de acidificación en el pozo.		

Fuente. Los Autores

Tabla 24. Análisis de Fallas BM. Pistón

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
PISTÓN	Cuerpo	Fractura con picado superficial.	Daño externo: el pistón no presenta la capa de termo rociado el cual es apropiado para ambientes ácidos (H2S).  Daño interno: deficiente sistema de control de corrosión o corrosión galvánica.
		Fractura sin indicaciones de picado.	Agrietamiento de la capa de spray metal debido a dilatación térmica o manipulación incorrecta del pistón.
		Entallas o ralladuras (rayado múltiple de poca profundidad).	Material extraño como arena, ó en ambientes agrios (H2S) se presentan pedazos sueltos (hojuelas) del recubrimiento cromado del barril. Ocasionado por partículas individuales lo más típico es una partícula metálica alojada entre barril y el pistón.
	Pin	Fracturas.	Defecto de manufactura causado por una junta o soldadura deficiente del pin al cuerpo del pistón.
			Sobrecarga; debido a pega del pistón ó durante el des-anclaje de la bomba.

Fuente. Los Autores

Tabla 25. Análisis de Fallas BM. Conjunto de Válvula

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
CONJUNTO DE VALVULA	Asiento.	Fracturado o astillado.	Condiciones de operación con golpe de fluido.
			Metalurgia incompatible entre el asiento y la bola.
			Baja tenacidad del material del asiento.
		Desgaste, picado.	Golpes de la bola de alta densidad ó peso WC.
			Abrasión por sólidos.
			Programa ineficiente de control de corrosión, ó metalurgia inadecuada del asiento.
	Desgaste, picado.	Presencia de sólidos en los últimos fluidos producidos.	
		Material de baja resistencia a la abrasión y a la corrosión.	
		Abrasión por largo tiempo de servicio.	
	Caja.	Deformada por golpes	Válvula viajera: golpe de fluido.
			Golpes por bola de carburo de tungsteno.
			Válvula fija: alta presión de entrada de fluido.
		Fractura.	En la válvula viajera es ocasionado por golpe de fluido.
			Baja resistencia a la fatiga del material.
			Esfuerzos altos de operación.
Agrietamiento bajo esfuerzo por presencia de H2S.			
Picado (Con ó sin fractura).		Material de baja resistencia a la corrosión.	
		Deficiencia durante el montaje de la caja, pase de fluido.	
		Programa deficiente de control de la corrosión en aceros de carbón.	
		Corrosión galvánica. Combinación de materiales de metalurgia diferente.	

**Tabla 26. Análisis de Fallas BM. Anclaje**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
Anclaje.	Tipo mecánico.	Corte por fluido.	Pase de fluido (wash-out) debido a un mal asentamiento.
	Tipo copas.	Copas torcidas.	Trabajos repetitivos de asentamiento y des-anclaje de la bomba. Dañado durante la corrida en el pozo.

Fuente. Los Autores

**Tabla 27. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Sección Superior)**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA	
SARTA DE TUBERIA ( Sección Superior)	Cuerpo.	Tubería con grieta longitudinal (tipo raja).	El tubo no presenta picado y el acople de la varilla esta desgastado.	El pozo presenta desviación excesiva.
				La junta entre tuberías esta torcida.
				La conexión entre varillas esta torcida.
			Se está presentando Rozamiento ente los acoples y la tubería	El acople “muerde” la superficie interna del tubo al final de la carrera. Probablemente, resulta con forma de medialuna.
			Picado.	Fluidos corrosivos en el pozo, tales como CO2 y BSW mayor a 30%.
				Corrosión externa debido a entrada de oxigeno al pozo a través del anular.
				Presencia de bacterias sulfato reductoras.
				Ausencia ó deficiente inhibición de la corrosión.
			Deterioro por corrosión general o uniforme.	Todo lo anterior.
				Ausencia o deficiente sistemas de control de la corrosión.
			Picado interno con presencia de desgaste	Probablemente todo lo anterior.
			Grieta longitudinal con pérdida de espesor de tubo y desgaste excesivo de la varilla.	El pozo presenta desviación excesiva.
La junta entre tuberías esta torcida				
La conexión entre varillas esta torcida				
	El acople “muerde” la superficie			

Tabla 27. Continuación

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
			Grieta longitudinal cercana al extremo roscado de la tubería.	Las mordazas producen entallas muy profundas durante el apriete (make up).}en ambiente con H2S el efecto de las entallas es más severo.
			Grieta longitudinal en la soldadura o cerca a estay sin pérdida de espesor.	Grietas longitudinales en la costura o próxima a la costura (tubería ERW), la fractura se debe a un deficiente proceso de alivio de esfuerzos (tratamiento térmico de normalización.)
		Torceduras	Tubería torcida.	Manejo inapropiado de la tubería.
				Golpe de impacto por caída de la tubería en el pozo.

**Tabla 28. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Sección Superior)**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
SARTA DE TUBERIA ( Sección Superior)	Pin.	Rosca desgarrada (ludimiento- Galled).		Proceso de roscado deficiente.
				Rosca contaminada con particulares ( tierra), ó con fluidos del pozo
				Compuesto (grasa) no adecuada para la rosca tubing, ó aplicación deficiente.
				Deficiencia en la alineación del tubo durante el enrosque, (rosca montada).
				Deficiencia en la manipulación de la tubería (rosca golpeada).
	Junta ( Acople)	Grieta	Longitudinal.	Agrietamiento bajo esfuerzo causado por la fragilización por H2, posiblemente debido a metalurgia inapropiada.
				Defecto de fabricación.
		Roca desgarrada (Ludimiento o galled)	Inclinada	Sobretorque de la junta durante el make up.
				Proceso de enrosado inapropiado, ídem para pin de tubería con desgarramiento.
				Movimiento de la tubería.
Desgaste o deterioro externo.		Corrosión externa severa.		

Fuente. Los Autores

**Tabla 29. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Sección inferior)**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( MODO DE FALLAS)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
Sección inferior de la sarta de tubería.	Cuerpo.	Grieta Longitudinal o Agujero	Desgaste sin presencia de picado. Existe rozamiento entre la tubería y los acoples debido a que la tubería se pandea durante la carrera ascendente del pistón.	Desgaste excesivo causado por las varillas o las barras de peso debido a la presencia de cargas de compresión altas.
				Ausencia de ancla.
				Ancla localizada lejos de la bomba.
				Baja tensión aplicada sobre el ancla.
				Equipo de anclaje de la tubería sometido a compresión.
		Otros daños incluidos el pin y las juntas.	Ver daños indicados en la tubería de la sección superior.	

Fuente. Los Autores

**Tabla 30. Análisis de Fallas BM. Sarta de Tubería (Junta de Fondo)**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( MODO DE FALLAS)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
Junta de fondo o de descarga de la bomba.	Cuerpo.	Agujero.		Acero desnudo:
				Falla típica por corrosión- erosión causada por los fluidos a la descarga de la bomba.
				Tubería con recubrimiento orgánico ó cerámico: falla por corrosión- erosión causada por la presencia de defectos tipo holliday en el recubrimiento en la zona de descarga de la bomba.
		Raja.	Grieta longitudinal con presencia de desgaste superficial.	Desgaste severo causado por cargas de compresión sobre la barra de la válvula (Rod Valve).
Grieta longitudinal con entallas	La guía en espiral tiene un resalte o otra imperfección que está dañado la junta.			
Horizontal.	El barril de la bomba puede estar equipado con un anillo centralizador.			

Fuente. Los Autores

**4.1.1.2 Modos de falla – bombeo electrosumergible.** Cuando los sistemas de bombeo Electrosumergible no están adecuadamente diseñados; o son afectados por particularidades del yacimiento como las cantidades y propiedades de fluidos producidos, paradas programadas o reacondicionamiento del pozo, desgaste debido a la vida útil media y el medio ambiente operativo al cual el expuesto el equipo, precipitación de parafinas y formación de escamas; problemas en el revestimiento, fallas eléctricas; y en general cuando no se consideran detalles característicos del pozo para instalar el diseño apropiado, los equipos y accesorios de subsuelo de pozos con bombeo electrosumergible muestran deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo como:, fallas en la bomba, fallas en los motores, fallas mecánicas, fallas por corrosión, etc.

El incremento de las fallas de la tubería, bombas y otros accesorios de los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento siendo necesario establecer una acción rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar ó minimizar estas fallas.

La Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP), posee información en bases de datos de las diferentes causas de paradas, estos datos permiten identificar la alta frecuencia de fallas en algunos pozos y por consiguiente un incremento de los costos de mantenimiento y perdidas de producción. Pero no presentan un consolidado que especifique la causa raíz en cada uno de estos eventos.

La Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP), preocupada por los inconvenientes presentados con respecto a los análisis de causa raíz, ha respaldado la idea de un proyecto, que permita la implantación de una metodología que apoye dichos análisis, mediante la aplicación de los conceptos del teorema de Bayes, con el objeto corporativo de reducir al máximo la ocurrencia de falla en los componentes de subsuelo y fortalecer la ingeniería del conocimiento.

Tabla 31. Análisis de Fallas BES. Bomba de Subsuelo

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>BOMBA DE SUBSUELO</b>	<b>IMPULSORES</b>	Atascamiento	Material alojado en los puntos de contacto del difusor y el impulsor que evitan el libre movimiento	Excesiva producción de Sólidos ( Arena - Carbolita 20/40)
				Revestimiento a Hueco Abierto
	<b>DIFUSORES</b>	Atascamiento	Material alojado en los puntos de contacto del difusor y el impulsor que evitan el libre movimiento	Excesiva producción de Sólidos ( Arena - Carbolita 20/40)
				Revestimiento a Hueco Abierto
	<b>ETAPAS</b>	Taponamiento	Malla taponada con partículas de Carbolita y/o carbonato de calcio	Depósitos de Arena
		Desgaste	Material de las etapas con entalladuras por fricción. Sólidos en el interior de los alabes de las etapas	Excesiva producción de Arena y/o Carbolita 20/40) ( Sólidos)
	<b>EJE</b>	Desgaste Abrasivo y posterior Ruptura	"Bomba Pegada" Bomba trabajando en la zona de esfuerzos descendentes	Revestimiento a Hueco Abierto
				Mala operación al tratar de desbloquear la bomba

Tabla 31. Continuación

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
BOMBA DE SUBSUELO	EJE		"Bomba Pegada" Bomba trabajando en la zona de esfuerzos descendentes	Excesiva producción de Sólidos ( Arena - Carbolita 20/40)
				Ausencia de Mallas para el control de sólidos.
				Revestimiento a Hueco Abierto
			Material alojado en los puntos de contacto del difusor y el impulsor que evitan el libre movimiento	Deposición de Carbonato de Calcio
			Torque Excesivo	Revestimiento a Hueco Abierto

**Tabla 31. Continuación**

<b>BOMBA DE SUBSUELO</b>	<b>OTROS EVENTOS EN EL CONJUNTO</b>	Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado – Corrosión en la tubería	Condiciones inapropiadas para la Operación. Fluidos Corrosivos
		Corrosión del componente	Manejo de fluidos corrosivos CO2 y/o H2S- Fugas en la Tubería	Mala aplicación de la malla tipo (Weatherford) Utilización de bombas NO resistentes a la abrasión y corrosión.
		Empuje Ascendente ("up thrust")	Las fuerzas hidráulicas generadas por el fluido sobre el impulsor en sus caras superior e inferior no están equilibradas. Las fuerzas de la cara inferior o succión del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara superior, lo cual hace que éste se mueva hacia arriba quedando más cerca del difusor.	La bomba se trabaja con caudales mayores a su capacidad nominal o del punto de máxima eficiencia
		Empuje Descendente ("down thrust")	Las fuerzas de la cara superior o descarga del impulsor son mayores a las fuerzas de la cara inferior, lo cual hace que éste se mueva hacia abajo quedando en contacto con el difusor de la etapa anterior.	La bomba está trabajando con caudales menores al límite inferior de mejor eficiencia
		Desgaste	Los empujes sobre los elementos básicos de la bomba centrífuga (impulsor, difusor y eje), son transferidos a las cojinetes de soporte de empujes. Condiciones fuera del punto de mejor eficiencia	Implementación de equipos de mayor capacidad comparada con las condiciones de operación de los pozos.

**Tabla 31. Continuación**

<b>BOMBA DE SUBSUELO</b>	<b>OTROS EVENTOS EN EL CONJUNTO</b>	Baja eficiencia	Baja Producción – Alto GOR	Gran cantidad de gas libre a la entrada de la bomba.
				El equipo no cuenta con separadores de Gas
				Bajo Nivel de Sumergencia
				Diseño Inadecuado de las etapas de la bomba que no permite llevar el fluido a la superficie
				Alto corte de agua. Incremento del BS&W
		Atascamiento	Pega de las Bombas durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.

**Tabla 32. Análisis de Fallas BES. Intake**

<b>COMPONENTE FALLADO</b>	<b>SÍNTOMAS ( Modos de Falla)</b>		<b>CAUSA PROBABLE DE FALLA</b>
<b>INTAKE</b>	Atascamiento	Pega de las Bombas durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
	Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado	Condiciones inapropiadas para la Operación

Fuente. Los Autores

**Tabla 33. Análisis de Fallas BES. Separador de Gas**

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>SEPARADOR DE GAS</b>	Desgaste	Alabes del separador con marcas de abrasión	Manejo de partículas sólidas en el fluido que erosiona los elementos internos.
	Taponamiento	Grandes cantidades de material sólido que impiden la salida y la succión de gas	Manejo de partículas sólidas en el fluido que taponan los elementos internos. Revestimiento a Huevo Abierto
	Inexistente	Bajas presiones de entrada a la bomba (promedio 350 psia)	Porcentaje de gas libre de más del 50% a la entrada de la Bomba.
	Atascamiento	Pega del separador durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
	Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado	Condiciones inapropiadas para la Operación

Fuente. Los Autores

**Tabla 34. Análisis de Fallas BES. Sellos**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>SELLOS</b>	Sello Upper	Contaminación	Aceite contaminado y de color diferente al inicialmente instalado	Ingreso de Arena y/o Carbolita, la cual al entrar en contacto con el sello mecánico lo destruye pues en esta zona hay baja presión con una alta velocidad en las partículas solidas
	Sello Lower			
	OTROS EVENTOS EN EL CONJUNTO	Atascamiento	Pega del conjunto durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
		Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado en fondo.	Condiciones inapropiadas para la Operación
		Desgaste por abrasión	Entalladuras o rajadas en el sello	Revestimiento a Hueco Abierto
		Baja eficiencia del Motor	Alto Run Life, Bajo Índice de Fallas	Aceite y sellos trabajados y desgastados
		Ruptura o abolladuras	Presencia de Corrosión	Incompatibilidad con los fluidos del Pozo ( H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>

Fuente. Los Autores

**Tabla 35. Análisis de Fallas BES. Motor**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>MOTOR</b>	ESTADORES	Corto	Presencia de Agua - Aceite	Contaminación del aceite debido al excesivo manejo de sólidos, que dañan los sellos.
	ROTOR	Corto	Presencia de Agua - Aceite	Contaminación del aceite debido al excesivo manejo de sólidos, que dañan los sellos.
	ROTOR BEARING			
	THRUST BEARING	Contaminación	Ralladuras y acumulación de sólidos	
	POT HEAD	Corto	Presencia de Agua - Aceite	Contaminación del aceite debido al excesivo manejo de sólidos, que dañan los sellos.
	EJE			

Fuente. Los Autores

Tabla 36. Análisis de Fallas BES. Motor

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
MOTOR	OTROS EVENTOS EN EL CONJUNTO	Falla Eléctrica	Sistema Aterrizado. Bajo aislamiento y alta fuga de corriente-corto a tierra y entre fases.	Insuficiente fluido en movimiento para refrigerar el motor
				La velocidad del fluido del pozo debe es > 1 ft/seg.
				Fallas en los equipos de superficie que controlan el motor eléctrico
				Los parámetros de diseño No están alineados con los requerimientos de potencia de la bomba, con el gradiente del fluido o con la cabeza dinámica total a ser levantada.
				Contaminación del aceite refinado debido al paso de los fluidos del pozo a los sellos generado por el excesivo manejo de sólidos. En sellos tipo Bolsa por la incompatibilidad con las características de los fluidos de la formación ( Alto CO2/H2S)
		Atascamiento	Pega del Motor durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
		Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado	Condiciones inapropiadas para la Operación
		Daño Mecánico	Fallas prematuras ( Bajo Run Life) - Daños Mecánicos	Alto "dog leg" con respecto a la profundidad de instalación del componente. ( Mayor a 1° cada 100 ft)

Fuente. Los Autores

**Tabla 37. Análisis de Fallas BES. Sensor de Fondo**

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
Sensor de fondo	Atascamiento	Pega del Sensor durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
	Descuelgue del componente	Equipo queda como pescado	Condiciones inapropiadas para la Operación

Fuente. Los Autores

**Tabla 38. Análisis de Fallas BES. Sensor de Fondo**

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA	
CABLE	Fases	Fractura por Químicos	Cable Aterrizado	
		Inyección del producto Inhibidor de Carbonatos por el Capilar		
	Flat Cable Extension (FCE).	Fracturamiento o Ruptura	Cable Aterrizado	Bajo PH (< 1), del producto inhibidor de carbonatos.
		Ruptura de la tubería por Corrosión		
Sobre corriente y Sobrecalentamiento		Cable Aterrizado - Salto eléctrico entre fases	Salto eléctrico entre las fases y la armadura.	
			Arranques realizados por encima de los Hz recomendados ( Causa Humana)	

**Tabla 38. Continuación**

COMPONENTE FALLADO		SÍNTOMAS ( Modos de Falla)		CAUSA PROBABLE DE FALLA
		Estallido	Cable Aterrizado la altura del empalme entre el Flat Cable Extensión y el cable de potencia.	Salto eléctrico entre las fases y la armadura.
				Continuas paradas y encendidas de los equipos de superficie y del sistema de generación eléctrico
	Cintas	Salto eléctrico entre fases	El fluido del pozo ataca el aislamiento y provoca salto eléctrico entre fases.	Perdida de la Adherencia durante la operación
	Otros eventos	Atascamiento	Pega del Cable durante el servicio	Diámetro inapropiado del Casing para servicios de Pulling o Running.
		Descuelgue del componente	Cable queda como pescado	Condiciones inapropiadas para la Operación
		Daño en el protector	Achatamiento de la coraza protectora - Golpes Mecánicos	Insuficiente cuidado del cable durante las operaciones de Running o Pulling
		Daño en el protector		Cantidad insuficiente de protectores de cable y superbandas

Fuente. Los Autores

**4.1.2 Fase de Introducción N°2. Compilación de los datos generados de los principales modos de fallas presentados en los equipos de fondo asociados a las Unidades de BM y BES de la Superintendencia de Operaciones Putumayo.** Para definir los alcances de la metodología, se requiere analizar los modos de falla que presentan los pozos con sistema de levantamiento BM y BES de la Superintendencia de operaciones Putumayo.

Como se mencionó anteriormente, la SOP, está conformada por cuatro áreas o campos que son:

- Campo Orito
- Campo Nororiente
- Campo Occidente
- Campo Sur

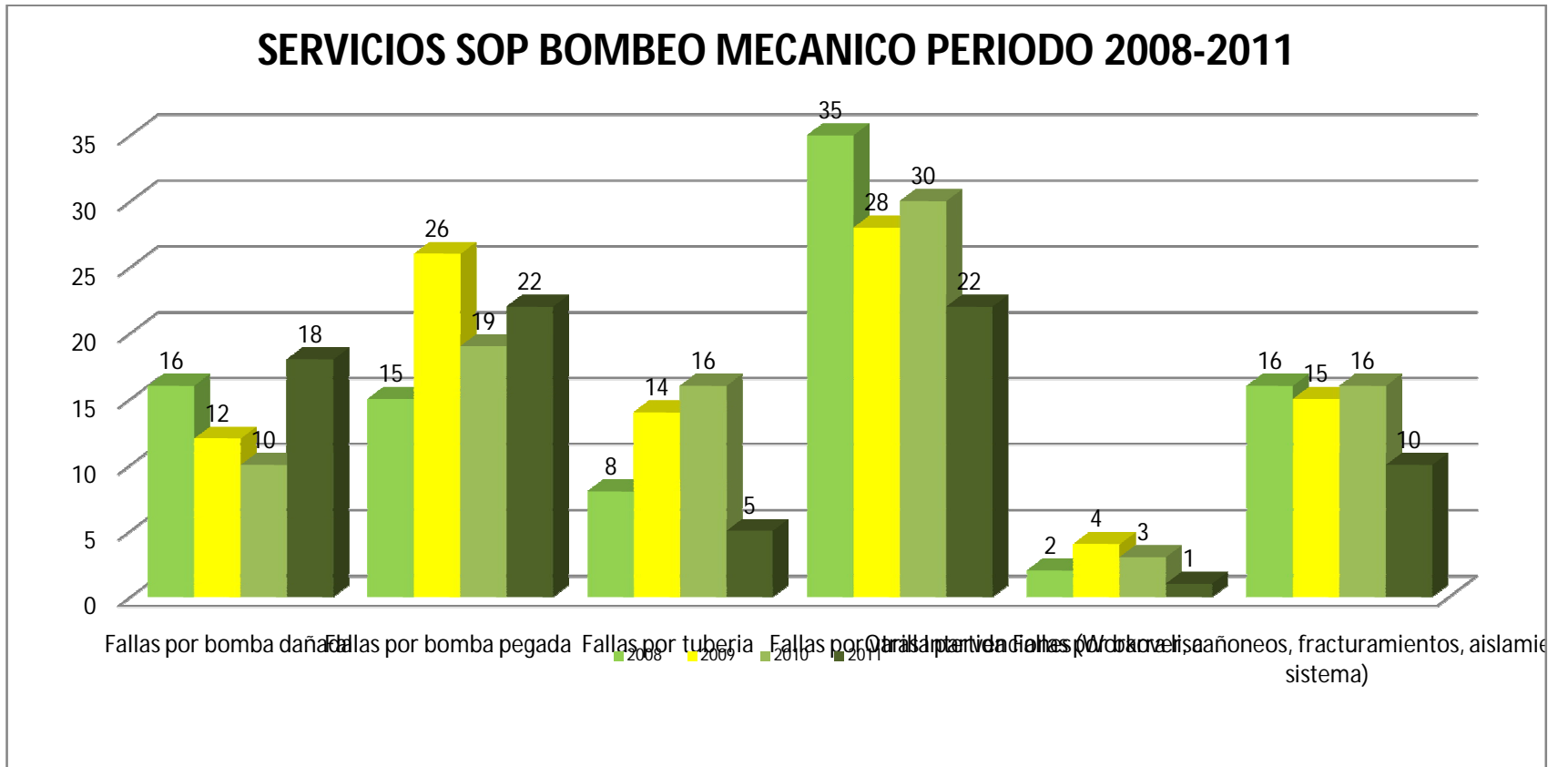
Para efectos de simplificación del estudio y con miras a concentrar los objetivos en los modos de falla de interés, se decide realizar una ponderación estadística en la cual se definirán cuales son los modos de falla representativos de las áreas, las cuales se comparan con la compilación de fallas realizada en la sección anterior. Para efectos de este análisis se clasificaron y consolidaron datos concernientes a las intervenciones de pozo de los años 2008, 2009, 2010 y 2011. Los datos correspondientes a los modos de fallas del sistema de Bombeo Mecánico de la SOP se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 39. Servicios SOP Bombeo Mecánico Periodo 2008-2011**

<b>TIPO DE FALLA</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Fallas por bomba dañada	16	12	10	18
Fallas por bomba pegada	15	26	19	22
Fallas por tubería	8	14	16	5
Fallas por varilla partida	35	28	30	22
Fallas por barra lisa	2	4	3	1
Otras Intervenciones (Workover, cañoneos, fracturamientos, aislamiento de zonas, cambio de sistema)	16	15	16	10

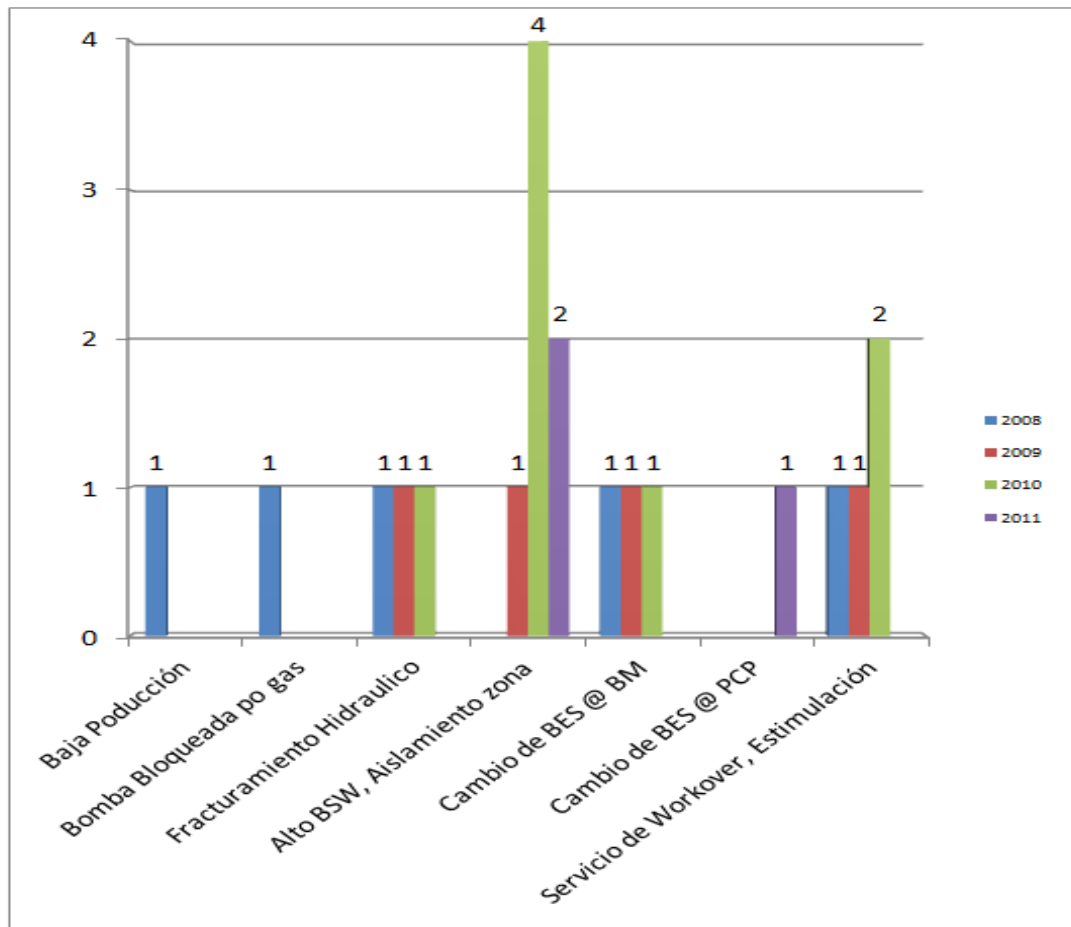
Fuente. Los Autores

Figura 41. Modos de Falla SOP Bombeo Mecánico Período 2008-2011



**Nota:** Se evidencia, el modo de falla Varilla Partida, es el que tiene mayor incidencia en las fallas totales.

**Figura 42. Modos de Falla SOP. Bombeo Electrosumergible. Período 2008-2011**



#### **4.2 ETAPA DE ELABORACIÓN: DISEÑO Y DESARROLLO**

En esta sección se inicia el desarrollo de una metodología que permita aplicar los conceptos de la teoría de Bayes en los análisis causa raíz de falla de los pozos SOP, que operan bajo los sistemas de levantamiento BM y BES.

Teniendo en cuenta, la información histórica de los eventos de falla consolidada en los programas de seguimiento a la producción tales como: AVOCET®, Oilfield Manager® OFM, OpenWell® y Opera®, y los datos suministrados por los expertos

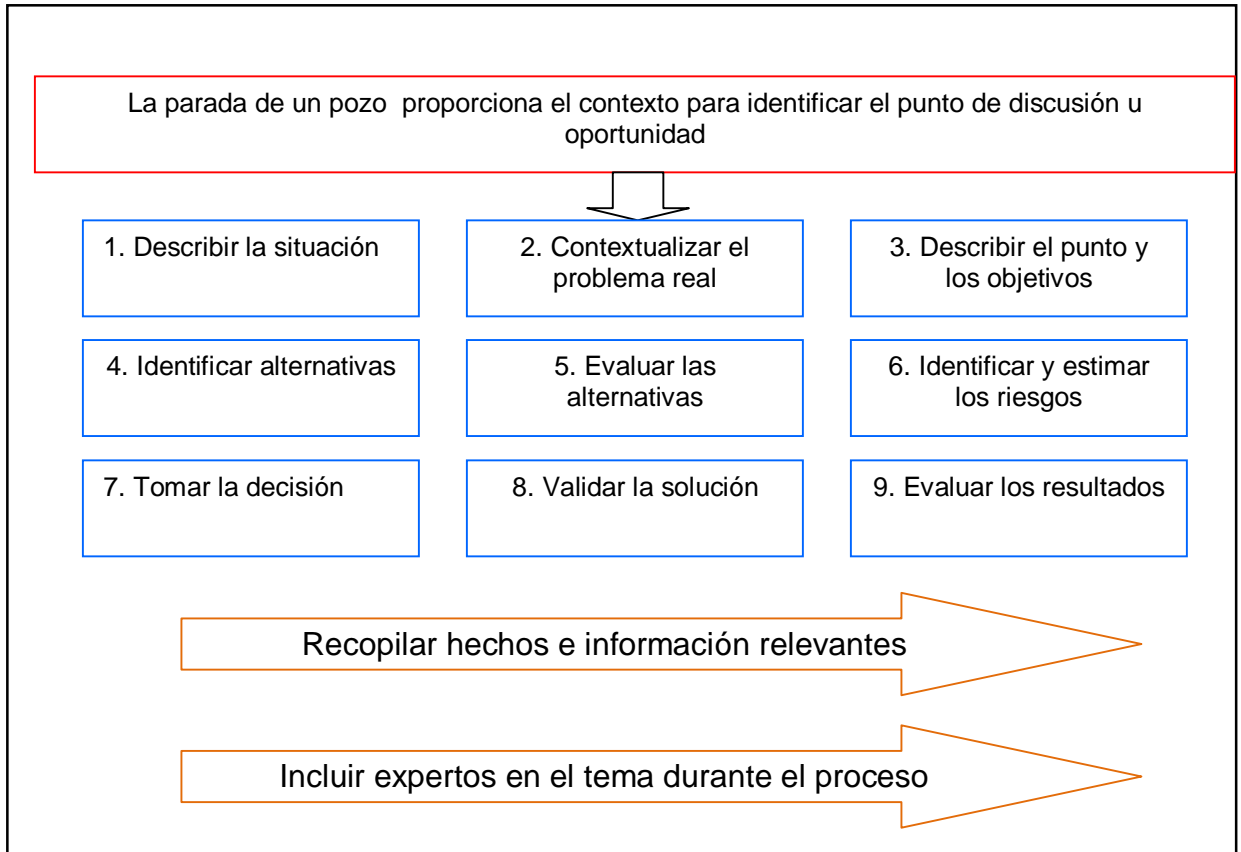
de ECOPETROL S.A, CENTRILIFT CIA, WEATHERFORD INC, BOREST S.A, PARKO SERVICES, ADIALPETRO, SCHLUMBERGER, INDEPENDENCE DRILLING en materia de Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible, se pudieron establecer los principales eventos de fallas que afectan a los pozos en la a nivel de la Industria petrolera y específicamente en la Superintendencia de Operaciones Putumayo.

Se analizó la data, en un periodo determinado de 5 años (2008-2012), en la cual, según la experiencia y registros históricos, se evidenció que los principales modos de falla de la SOP, son los estipulados en la Fase de Introducción N°2. En la cual se compilaron los datos y se estableció el Pareto de las Fallas asociados a las Unidades de BM y BES. Esta información sirve de base para establecer las relaciones de probabilidad y condicionalidad que requieren las redes bayesianas en sus procesos. Una vez obtenida esta información se ordenó de tal manera que pudiese fácilmente analizarse y evaluarse. En tal sentido se realizaron gráficos que resumen el comportamiento de las variables que intervienen en los eventos de falla.

De esta manera la siguiente metodología, se propone con miras a fortalecer los Análisis Causa Raíz de Falla, con un componente cuantitativo derivado de la aplicación de los conceptos establecidos en el Teorema de Bayes. Teniendo en cuenta cuatro fuentes de información: Modos de Fallas SOP (eventos de pérdida internos) , Modos de Falla a nivel de la Industria (eventos de pérdida externos), indicadores de riesgo y juicios de los expertos de las diferentes empresas consultadas.

La metodología consta de 9 pasos los cuales se muestran en la Figura 10, y se describen detalladamente a continuación.

### 4.3 METODOLOGIA PARA LA GESTION DEL CONOCIMIENTO EN LOS ANALISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA (RCA) APLICANDO CONCEPTOS DE LA TEORÍA DE BAYES



### 4.4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL TEOREMA DE BAYES EN LOS ANÁLISIS CAUSA RAÍZ - RCA-RB

La aplicación de la metodología se establece, siguiendo los pasos descritos anteriormente.

Datos de ejemplo de aplicación:

Pozo con sistema de Levantamiento con Unidad de Bombeo Mecánico

**Tabla 40. Datos para descripción y aplicación de la Metodología**

COMPONENTE FALLADO	SÍNTOMAS ( Modos de Falla)	CAUSA PROBABLE DE FALLA
<b>Varilla</b>	Rozamiento	Inexistencia o mala instalación de centralizadores.
	Paradas Consecutivas	Mantenimientos Preventivos Fallas eléctricas o de superficie.
	Altos golpes por Minuto (GPM)	Golpe severo causado por cargas de compresión excesivas, generadas por golpe de fluido, restricciones en la bomba, bloqueo por gas.

**4.4.1 Paso 1. Describir la Situación.** Para definir la situación hacen falta tiempo y disciplina; el tiempo para recopilar la información y la disciplina para explorar la totalidad de la situación, comprender el contexto y no hacer presunciones. Para definir la situación hace falta considerar el alcance de la situación o caso y recopilar información de todas las fuentes adecuadas, incluso desde el punto de vista de los cointerésados. Esta información se utiliza para crear un panorama de la situación.

En este paso, desde el enfoque de las redes bayesianas la situación se define de la siguiente manera:

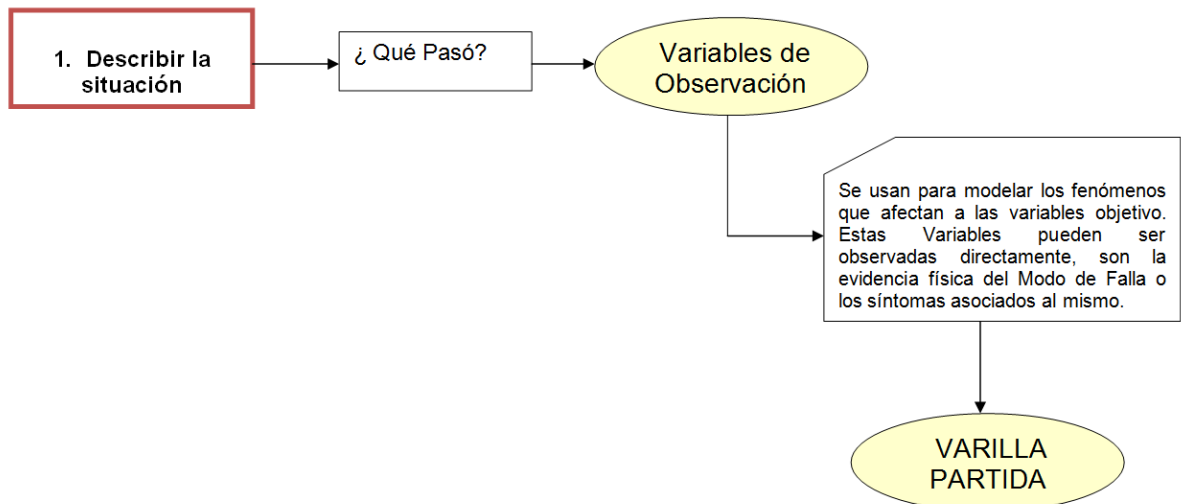
**Crear una imagen lógica de la situación utilizando el mapeo mental.** El mapeo mental hace referencia al componente cualitativo de las redes Bayesianas que es un gráfico acíclico de la situación

**Preguntar "¿qué?" para comprender los hechos básicos.** Entender el "que" del problema, implica definir las variables pueden ser observadas directamente, las

cuales no son más que los síntomas o los Modos de Falla o asociados al mismo. En redes Bayesianas el “que” son las Variables Objetivos.

**Crear un panorama para describir la situación.** Definir las variables Objetivos y enmarcarlas en una combinación de palabras e Imágenes implica empezar a esbozar un diagrama causal que ordena las probabilidades a priori (Síntomas) que presenta el problema.

### FASE 1: Establecer las Probabilidades a Priori



La causa de parada del pozo, fue por varilla partida, sin embargo, hay que resaltar que esta no es la causa raíz, ya que para que se presentara este evento, se desencadenaron sucesos que conllevaron a este suceso. Esta causa puede ser evidenciada en superficie ya que las contrapesas quedan estáticas hacia atrás.

#### 4.4.2 Paso 2: Contextualizar el problema "real".

**Enfoque.** El desarrollo del planteamiento de un problema comienza entendiendo los puntos de discusión y las oportunidades reales desde todas las perspectivas.

Todos los problemas existen en una jerarquía de necesidades, muchas de las cuales son de orden superior. Por ejemplo, la ejecutiva de ventas que decidió recortar el personal, lo hizo porque creyó que era necesario reducir los gastos para cumplir con los objetivos a corto plazo. Estas necesidades pueden explorarse preguntando "¿por qué?" varias veces. Siguiendo esta jerarquía de necesidades, con frecuencia se llega a la conclusión de que existen diferentes planteamientos de posible problema que pueden ser adecuados. Pocas veces hay sólo un planteamiento del problema o una solución indicada.

Las siguientes pautas son necesarias para contextualizar el problema:

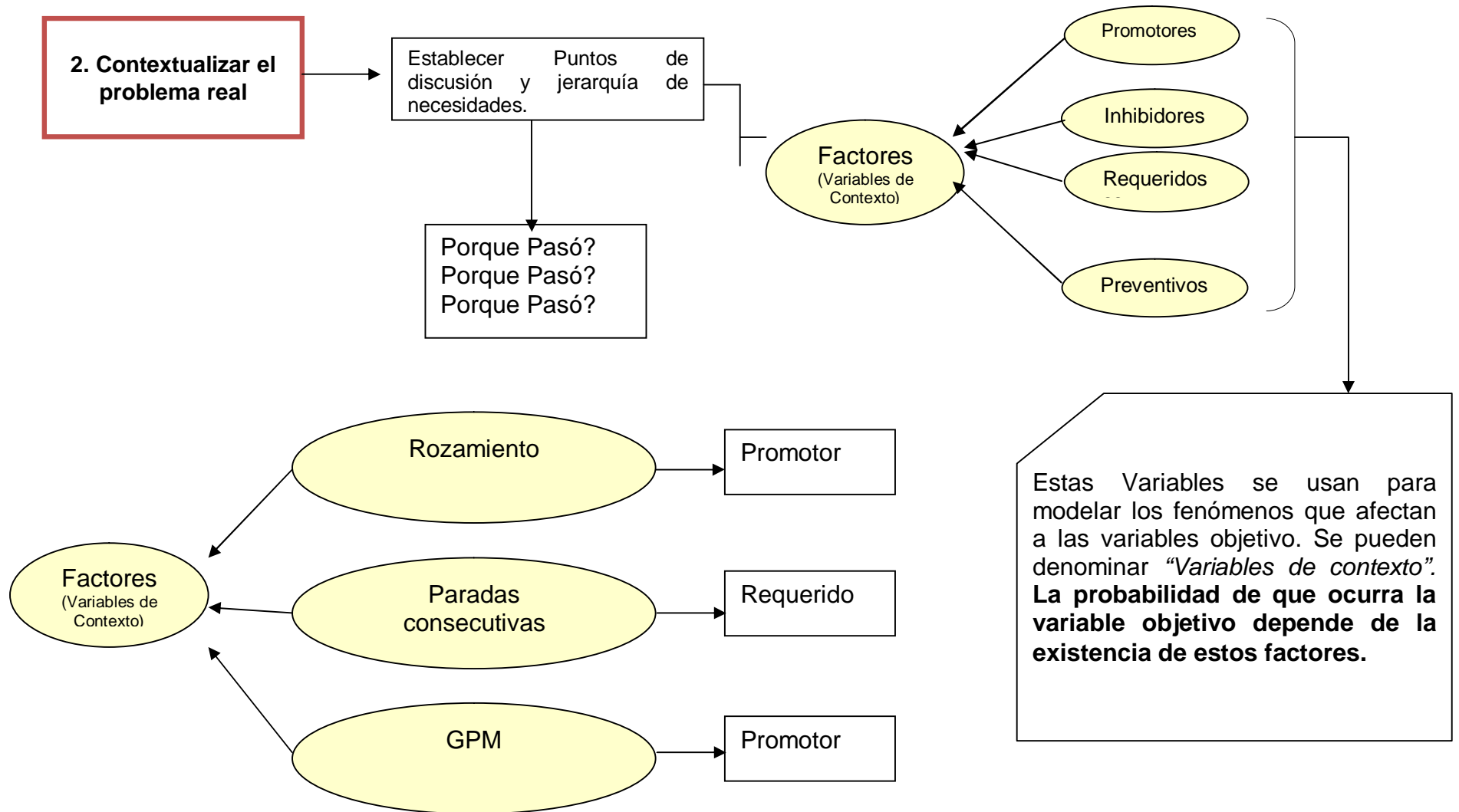
**Preguntar "por qué" para comprender las causas básicas.** Preguntando el porqué se pueden establecer las variables de contexto que incidieron en que el modo de falla se presentara

**Crear un diagrama de causalidad de modos de falla.** En este diagrama se relaciona el conjunto de variables objetivo y variables de contexto, el cual servirá de base para establecer las probabilidades entre las mismas de la jerarquía de necesidades.

**Desarrollar alternativas o desafiar los planteamientos de problemas.** Teniendo como base las variables de observación y de contexto, podemos plantear alternativas parciales al problema, las cuales definirán el marco para las posibles soluciones.

Estas pautas ayudan a estimular la comprensión y creatividad.

**Resultado.** El resultado de este paso es un planteamiento definitivo del problema que se utilizará en el próximo paso.



**4.4.3 Paso 3: Describir los objetivos finales desde una perspectiva de valores amplia.** El verdadero foco de la resolución de problemas está en la solución, no en el planteamiento del problema, que puede considerarse como un medio para el fin. Sin embargo, para saber si se ha resuelto un problema es necesario crearse un panorama del punto al que se desea llegar.

Los objetivos de este punto deben describirse cuidadosamente. Estos son los objetivos que se utilizarán para evaluar todas las soluciones posibles: Al definir el punto, pregúntese "¿Cómo serían el pozo si los parámetros y estuvieran bien encarriladas? ¿Cómo sería la producción ideal? ¿Qué cosas se requieren que no se han conseguido ni implementado aún?"

Una manera efectiva para desarrollar un punto y un conjunto de objetivos con los que los cointerésados puedan alinearse es solicitarles que participen en la resolución del problema o, como mínimo, que opinen durante el proceso.

**Enfoque.** La descripción del punto y de los objetivos finales requiere de un pensamiento creativo así como de la participación de otros para obtener comentarios y revisar tanto el punto como los objetivos finales.

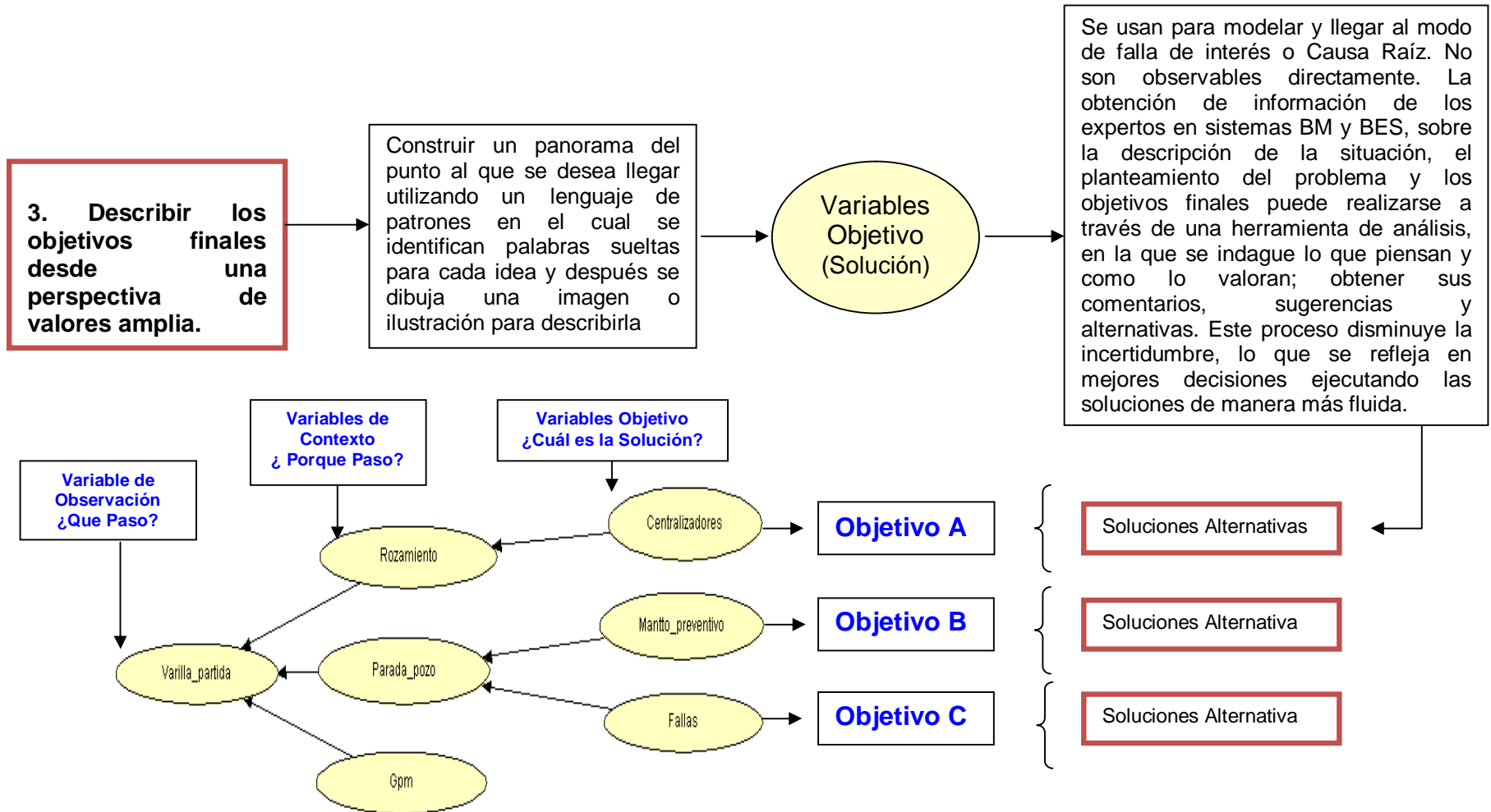
En primer lugar, se debe describir el punto que se desea alcanzar. En segundo lugar, describa los objetivos que medirán la concreción de ese punto. En tercer lugar, se debe evaluar los objetivos respecto del punto deseado, preguntándose, "Si estos objetivos se alcanzan, ¿se alcanzará el punto? , es decir, de los objetivos que me planteo, cual es el que tiene la probabilidad de tener éxito y controlar el modo de falla, aumentando la vida operativa del pozo?, y en cuarto lugar, se tienen que identificar a los cointerésados claves y, considerando sus valores, definir los objetivos para incorporar esta perspectiva más amplia.

Las redes bayesianas son herramientas que ayudarán en este paso, ya que incluyen el uso de lenguaje de patrones para pensar y describir el punto y los objetivos finales. El lenguaje de patrones es un proceso en el que se crean dibujos o extractos de las diferentes perspectivas o ideas que componen el punto, incluyendo los objetivos.

Este enfoque ha sido utilizado por personas como Niels Bohr para describir lo que sucede dentro de un átomo.

Es diferente a otras técnicas visuales en cuanto a que se identifican palabras sueltas para cada idea y después se dibuja una imagen o ilustración para describirla. La obtención de información de los cointeressados sobre la descripción de la situación, el planteamiento del problema y los objetivos finales puede realizarse a través de una herramienta de análisis tal como el Software Hugin Lite®. El cual además de representar gráficamente las relaciones entre las variables también proyecta las probabilidades de éxito o no de las soluciones planteadas.

## FASE 2: Probabilidades a Posteriori



## **Resultado.**

Se obtiene los objetivos, que posiblemente servirían para mitigar el modo de falla, además se establecen las probabilidades de éxito de cada uno de ellos así mismo como la jerarquía de aplicación.

Los objetivos, no son más que la redacción literaria de las soluciones probables que se pueden implementar y deben surgir del análisis causa Raíz.

Para el caso del evento de Varilla Partida, Se puede establecer que esta falla se presenta por: Inexistencia o mala instalación de centralizadores, para el caso del rozamiento; Mantenimientos Preventivos o las Fallas eléctricas de superficie, ocasionan frecuentes paradas de pozo; cargas de compresión excesiva, influyen directamente en los Golpes por minuto de la unidad.

Teniendo en cuenta la revisión literaria y el análisis de causa Raíz se plantea un objetivo General que este direccionado con las metas de la compañía, Para desarrollar y cumplir con el objetivos se planean y se plantean actividades específicas, las cuales para efectos de esta metodología se denominaran: Soluciones.

Actualmente, en la Superintendencia de Operaciones Putumayo, se plantean objetivos y soluciones que, si bien es cierto, podrían mejorar la producción, estos no tienen un proceso de ponderación.

En este sentido los conceptos de la teoría de Bayes, complementan el análisis estableciendo la probabilidad de éxito de cada solución con respecto a la probabilidad de que se presenten cada uno de los modos de fallas asociados a los equipos BM y BES

Para la ponderación de las probabilidades se diseñó una matriz de evaluación de las posibles alternativas a implementar, la cual será explicada en los siguientes pasos.

#### **4.4.4 Paso 4: Identificar las alternativas de Solución**

**Enfoque.** Pocas veces hay una única mejor solución para algún problema. Más bien, hay un conjunto o gama de alternativas de las que una o más pueden funcionar. Este paso consiste en identificar esas alternativas así como cualquier presunción y limitación que usted se crea que existe y que pueda limitar la identificación de las probabilidades o de soluciones y alternativas creativas. En esta etapa se le pregunta a los cointeresados y expertos acerca de otras posibles soluciones, así como en una referencia, cuando corresponda, para determinar si alguna otra persona ha identificado una solución mejor.

La identificación tanto del conjunto inicial de alternativas o posibles soluciones puede completarse utilizando la aportación colectiva de ideas seguida de un proceso de diálogo. El diálogo va más allá del entendimiento para obtener resultados específicos se denomina *diálogo estratégico*.

Este es un proceso de aportación colectiva de todo tipo de soluciones posibles el cual tiene por resultado la comprensión de estas soluciones potenciales y la creación de un conjunto de alternativas aún mejor.

**Resultado.** El resultado de este paso es una lista de posibles soluciones o enfoques alternativos de segundo orden que deberán evaluarse en el siguiente paso.

**4.4.5 Paso 5: Evaluar las alternativas.** Este paso consiste en evaluar las alternativas respecto de los objetivos finales. Este proceso puede incluir la asignación de un puntaje o calificación a cada solución para cada uno de los objetivos, o puede ser simplemente un análisis minucioso de los pros y contras de las soluciones respecto de cada objetivo. Este proceso consiste en responder a la pregunta, "La alternativa ¿resolverá el problema según lo definen el punto deseado y los objetivos finales?" Basándose en esta evaluación o calificación, la cantidad de soluciones posibles podrá reducirse a dos o tres, sobre las cuales se realizará la estimación del riesgo del Paso 6.

**Enfoque.** La evaluación de las alternativas requiere de un enfoque sistemático para la consideración de cada solución alternativa. Cada solución debe evaluarse respecto de los objetivos finales y deben enumerarse según el nivel de incidencia y asignárseles un puntaje. El puntaje puede ser ya sea un número (por ej. 1, 2, 3, 4 ó 5) o una evaluación descriptiva del nivel de satisfacción de los objetivos (por ejemplo, alto, medio, bajo o ninguno). La definición de estos valores o niveles tiene su importancia a la hora de modelar un problema con una red bayesiana, ya que deberemos tener en cuenta que los nodos de la red son variables proposicionales y por tanto deben tomar un conjunto exhaustivo y excluyente de valores.

Estos valores después se integran conceptualmente con las operaciones y los conceptos establecidos en la teoría de Bayes y se les utiliza para identificar las dos o tres mejores soluciones para el siguiente paso de estimación del riesgo.

**Resultado.** El resultado de este paso es una matriz que exponga la evaluación de las alternativas contra los objetivos. La evaluación puede ser numérica o verbal.

**FASE 3: Identificación y Evaluación de las Solicitudes**

**4. Identificar alternativas**

Aportar ideas colectivamente acerca de las soluciones alternativas para alcanzar el punto y cumplir con los objetivos necesarios para resolver el problema. También consiste en preguntarles a los cointeresados y expertos acerca de otras posibles soluciones, así como en una referencia, cuando corresponda, para determinar si alguna otra persona ha identificado una solución inteligente.

**5. Evaluar las alternativas**

Asignación de un puntaje o calificación a cada solución para cada uno de los objetivos. La cantidad de soluciones posibles podrá reducirse a dos o tres.

El puntaje puede ser un número (por ej. 1, 2, 3, 4 ó 5) o una evaluación descriptiva del nivel de satisfacción de los objetivos (por ejemplo, alto, medio, bajo o ninguno). Después, se suman los puntajes y se les utiliza para identificar las dos o tres mejores soluciones para el siguiente paso.

Matriz de evaluación de soluciones alternativas						
		OBJETIVOS				Calificación final
		Objetivo A	Objetivo B	Etc...		
Importancia relativa (Ponderador)==>		1	4	4		
<b>Soluciones alternativas principales</b>						
<b>SOLUCIONES ALTERNATIVAS</b>	A) Primer alternativa	4	1	2		1,78
	B) Segunda alternativa	5	4	1		2,78
	C) Etc...	1	5	4		4,11
	D)					-
	E)					-
<b>Soluciones alternativas secundarias</b>						
						-
						-
						-

<b>ESCALA==&gt;</b>	5 = Alta
	4 = Media a alta
	3 = Media
	2 = Baja a media
	1 = Baja

**4.4.5.1 Niveles de Severidad.** Para desarrollar los pasos 4 y 5 se requiere definir Niveles de Severidad para los modos de Fallas que causan Eventos de Pérdida de Producción.

El grupo expertos encuestados de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, definió los siguientes niveles de severidad en horas de inactividad o intervención para los modos de falla que originan eventos de pérdida en horas de inactividad para cada área de producción:

**Tabla 41. Niveles de Severidad Campo Orito**

Niveles de Severidad	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrosumergible
Nivel 1	0 – 200	0 – 800
Nivel 2	200 – 700	800 – 1.600
Nivel 3	700 – 2.000	1.600 – 2.500

**Tabla 42. Niveles de Severidad Campo Occidente**

Niveles de Severidad	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrosumergible
Nivel 1	0 – 100	0 – 200
Nivel 2	100 – 300	200 – 500
Nivel 3	300 – 500	500 – 800

**Tabla 43. Niveles de Severidad Campo Occidente**

Niveles de Severidad	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrosumergible
Nivel 1	0 – 50	0 – 100
Nivel 2	50 – 100	100 – 250
Nivel 3	100 – 200	250 – 300

**Tabla 44. Niveles de Severidad Campo Sur**

<b>Niveles de Severidad</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Bombeo Electrosumergible</b>
Nivel 1	0 –80	0 – 150
Nivel 2	80 – 150	150 – 300
Nivel 3	150 –250	300 – 500

#### **4.4.6 Paso 6 : Identificar y estimar Indicadores de Riesgo asociados a los modos de falla y a las soluciones planteadas.**

Una vez que se hayan identificado las dos o tres mejores soluciones en el Paso 5, es importante llevar a cabo una estimación del riesgo. Esta estimación se utiliza para descartar una solución que pudiera tener un riesgo demasiado elevado. Así mismo, se utiliza para identificar los potenciales riesgos de las dos o tres posibles soluciones e identificar las maneras para enfrentar o mitigar los riesgos. La parte más importante de este paso consiste simplemente en hacer las preguntas indicadas: ¿Cuáles son los riesgos negativos potenciales para la empresa? ¿Cuáles son los riesgos positivos potenciales para la empresa? ¿Cuáles son los riesgos personales positivos y negativos? ¿Qué grado de riesgo comercial y riesgo personal podemos tolerar? Sobre la base de estas preguntas y a la magnitud de la decisión y a los recursos que deban invertirse, usted podría llevar a cabo un análisis cualitativo o cuantitativo.

El proceso de análisis que se muestra a continuación es cualitativo y se concentra en las consecuencias negativas para la empresa. Puede realizarse un análisis similar para incluir los riesgos positivos o beneficiosos. Si hubiera riesgos personales, debería hacerse un análisis por separado.

**Enfoque.** En asesoría con el grupo de expertos consultados en la superintendencia de Operaciones Putumayo trabajo se identificaron indicadores

de riesgo para cada uno de los modos de Falla asociados a los equipos de fondo de Bombeo Mecánico y electrosumergible.

En este paso, las dos o tres soluciones posibles se evalúan para identificar las consecuencias negativas y los riesgos potenciales. Si los riesgos o consecuencias negativas son lo suficientemente adversas, puede dejar de considerarse alguna de las soluciones. Para las soluciones restantes, se formula entonces la siguiente pregunta: ¿Cómo enfrentar o mitigar estos riesgos? Se identifican tácticas para enfrentar los riesgos potenciales.

**Resultado.** En los anexos A, B y C se pueden revisar las tablas de datos que muestran los indicadores y subindicadores identificados para los modos de falla más relevantes que presentan los equipos de fondo de Bombeo Mecánico y Bombeo electrosumergible de fondo de Bombeo Mecánico y electrosumergible específicamente para el Campo Orito. Como complemento, las Tablas muestran una descripción marco de cada indicador y subindicador, los posibles niveles definidos por el grupo de expertos consultados, y el nivel en el cual el grupo cree que se encuentra ubicado los pozos del campo.

El resultado de este paso es una matriz que expone la estimación del riesgo. Para tal efecto, se expone el caso de varilla partida.

## 6. Identificar y estimar los riesgos

Esta estimación se utiliza para descartar una solución que pudiera tener un riesgo demasiado elevado.

Así mismo, se utiliza para identificar los potenciales riesgos de las dos o tres posibles soluciones e identificar las maneras para enfrentar o mitigar los riesgos. Sobre esta base y a la magnitud de la decisión y a los recursos que deban invertirse, *se debe llevar a cabo un análisis cualitativo y cuantitativo.*

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel indicado r de Riesgo	Subindi- cadores	Descripció n	Nivel
Varilla Partida	1. Rozamiento	Nivel de desgaste por rozamiento en la tubería	BAJO MEDIO ALTO	Centralizad ores	Nivel de implementa ción de centralizado res	SI <u>NO</u>
	2. Parada del pozo	Nivel de paradas y retrancadas del pozo	BAJO MEDIO ALTO	Mantenimie ntos preventivos	Nivel de Mantenimie ntos	<u>Actual</u> 800 horas Meta 2000 horas
				Fallas	Nivel de mantenimie ntos correctivos	BAJO <b>MEDIO</b> ALTO
3. Golpes por minuto	Nivel de velocidad del motor de la unidad (GPM)	$\leq 6$ <u>Entre 6</u> $- 10$ $\geq 10$				

### ANÁLISIS CUALITATIVO

El soporte teórico de la dimensión cualitativa en las redes bayesianas lo aporta la teoría de grafos. La teoría de grafos trata de crear modelos gráficos (*grafos*) que representen los elementos del problema en un sentido holista y fue introducida por Euler para dar solución al problema de los puentes de Königsberg (Harary, 1969; Ríos, 1995).

### ANÁLISIS CUANTITATIVO

Hay tres elementos esenciales que caracterizan la dimensión cuantitativa de una red bayesiana: el concepto de probabilidad como un grado de creencia subjetiva relativa a la ocurrencia de un evento, el teorema de Bayes como heurístico actualizador de creencias y un conjunto de funciones de probabilidad condicionada.

**4.4.7 Paso 7: Tomar la decisión.** Habiendo evaluado las alternativas y considerado los riesgos, es momento de elegir entre las alternativas, es aquí donde se recurre a las redes bayesianas para obtener una estimación de las probabilidades condicionales para los indicadores que dependen de otros indicadores. Para esto, en este paso se establece la relación entre indicadores y los niveles de importancia.

Identificando los Indicadores de Riesgo Asociados a los modos de fallase 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 45. Probabilidades condicionales para los indicadores**

Indicador 2	Indicador 1			
	Nivel 1		Nivel 2	
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 1	Nivel 2
<b>Indicador 3</b>				
Nivel 1	0,9	...		
Nivel 2	0,1	...		
Nivel 3	0,0	...		

Fuente: Los 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 uno de los modos de falla 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 el modo de falla Varilla partida se

definieron tres niveles de severidad, y al mismo tiempo se identificaron 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 46. 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
<b>Varilla Partida</b>				
Nivel 1	...	0,1	...	
Nivel 2	...	0,3	...	
Nivel 3	...	0,6	...	

Fuente: Autor

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.

Podría creerse que este paso es obvio y bastante simple; sin embargo, para algunos líderes no es fácil tomar una decisión y no tomar cualquier decisión a veces puede llevar al desastre. La inacción es una decisión; es decidir no actuar. En este paso, se evalúan las alternativas restantes enumerando los pros y contras, considerando la ponderación respecto de los objetivos y la estimación del riesgo. Basándose en este análisis, se elige una solución.

**Resultado.** El resultado de este paso es una solución recomendada. Podría incluir una descripción de la justificación para la elección de la misma. Esta justificación haría referencia a la situación, la oportunidad o desafío, el planteamiento del problema, los objetivos finales, las alternativas consideradas, y la justificación para la elección de la solución, incluyendo cualquier riesgo que debiera considerarse.

## 7. Tomar la decisión

Elegir entre las alternativas, considerando la ponderación respecto de los objetivos y la estimación del riesgo. Basándose en este análisis, se elige una solución.

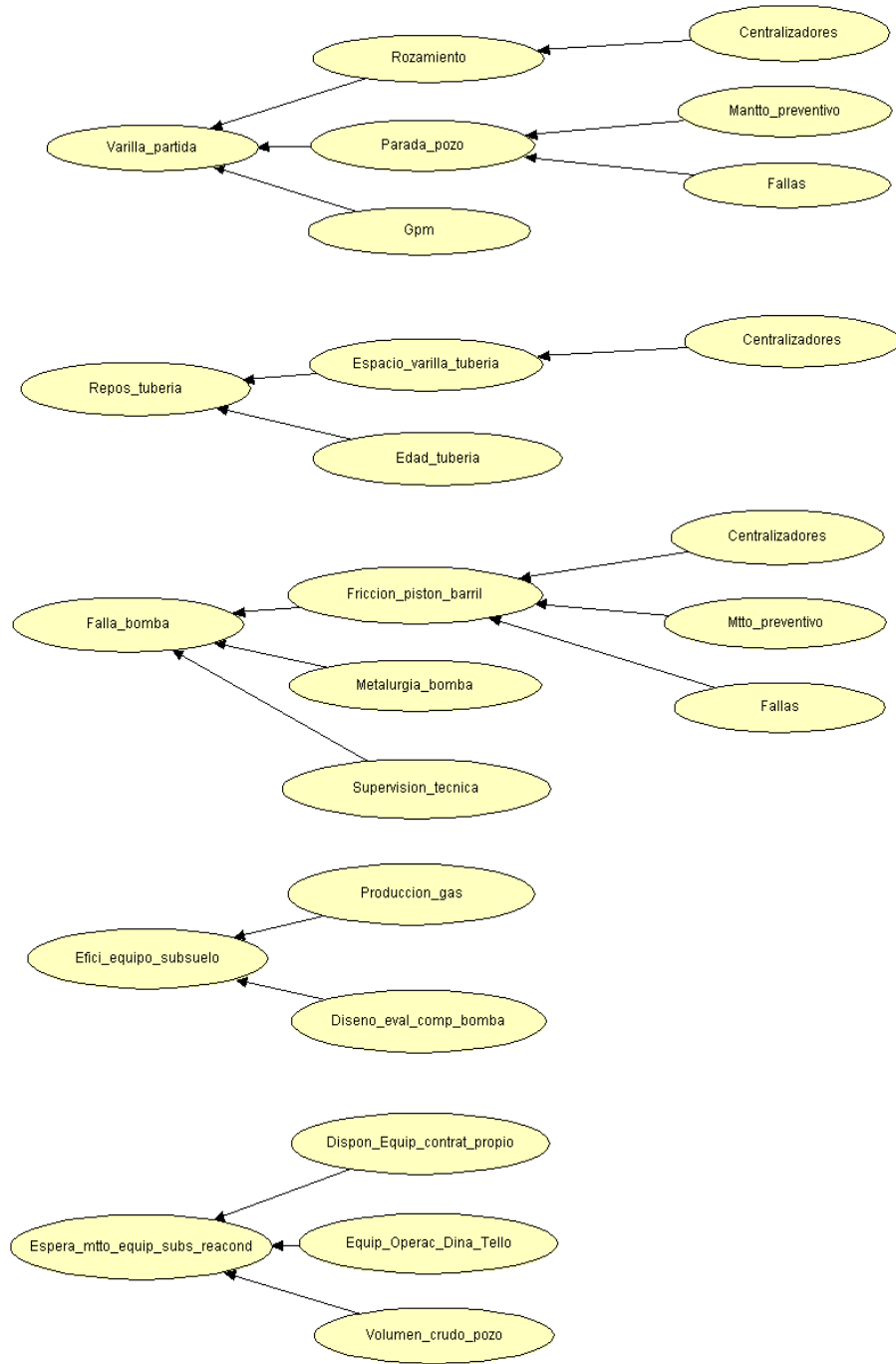
Se define un orden de importancia entre los indicadores para identificar o definir cuáles de ellos eran más importantes para explicar la ocurrencia de cada uno de los tipos falla.

### Relación de Indicadores y subindicadores

INDICADOR	NIVEL	SUBINDICADORES	NIVEL	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Rozamiento	1.BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Centralizadores	1.SI 2. <b><u>NO</u></b>	Si hay centralizadores con un buen diseño de distribución dentro del pozo, el rozamiento entre las varillas y la tubería será menor.
Parada del pozo	1.BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Mantenimiento Preventivos	<b><u>Actual 800 hrs.</u></b> 2.Meta 800 hrs.	Entre menor sean los tiempos entre los mantenimientos preventivos y su frecuencia, mayor serán la parada de los pozos.
		Fallas	1. BAJO 2. <b><u>MEDIO</u></b> 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.
Golpes por Minuto	<= 6 <b><u>Entre 6 - 10</u></b> >=10	Cargas de compresión excesivas , generadas por golpe de fluido,		Entre menor sean los GPM, menor será Nivel de velocidad del motor de la unidad.

#### 4.4.7.1 Modelo de Redes Bayesianas- Modos de Falla- Bombeo Mecánico

Figura 43. Red Bayesiana para la Medición del Riesgo Asociado a Modos de Fallas Asociadas a Bombeo Mecánico – Equipos de Subsuelo



**4.4.7.2 Probabilidades condicionales.** 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. Por ejemplo, para el subindicador Centralizadores, se definieron los niveles Si o No, y con base a la opinión de los funcionarios de ECOPETROL S.A, se consideró que el Campo Orito, no tiene la suficiente cantidad instalados en las varillas de los pozos. Esto se muestra en la siguiente Figura.

**Figura 44. Nivel de Indicadores y Subindicadores para la Medición del Medición del Riesgo Asociado a Modos de Fallas Asociadas a Bombeo Mecánico – Equipos de Subsuelo- Varilla Partida, Indicador Rozamiento y Subindicador Centralizadores.**

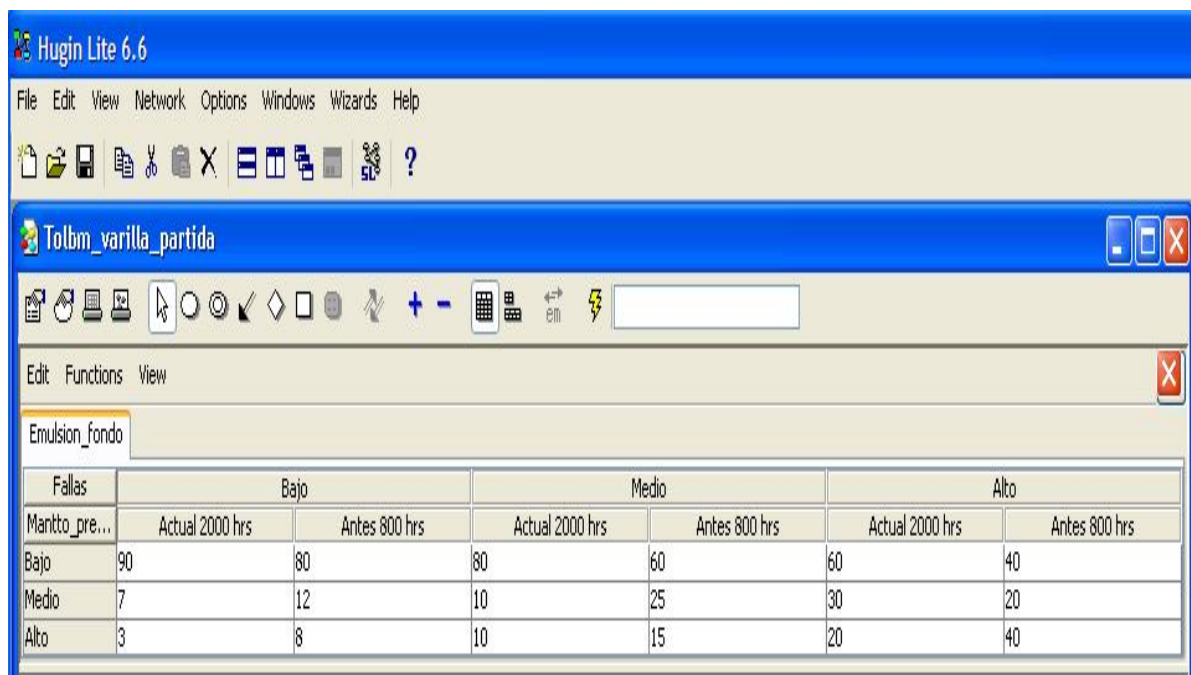


Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores.

Para los nodos que dependen de otros nodos, se definirá las probabilidades condicionales en el siguiente paso de la metodología. 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 modos de falla , definidos en los pasos 6 y 7. 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 indicador Emulsión del Fondo, para el cual se definieron dos subindicadores, se estimaron las probabilidades que se muestran en la Figura 44. De esta forma, si las fallas son bajas y los mantenimientos preventivos son cada 2.000 horas o mayores, el equipo de trabajo estimó que la formación de emulsión en el fondo será baja con una probabilidad del 90%, medio con probabilidad del 7%, y alta con una probabilidad de 3%.

**Figura 45. Probabilidades condicionales para el indicador Emulsión de fondo. Bombeo Mecánico.**



Fallas	Bajo		Medio		Alto	
	Actual 2000 hrs	Antes 800 hrs	Actual 2000 hrs	Antes 800 hrs	Actual 2000 hrs	Antes 800 hrs
Bajo	90	80	80	60	60	40
Medio	7	12	10	25	30	20
Alto	3	8	10	15	20	40

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 subcategorías de eventos de pérdida dada la relación con los diferentes

indicadores de riesgo. Por ejemplo, para la subcategoría varilla partida - Bombeo Mecánico, si el indicador rozamiento esta alto, el indicador parada del pozo esta alto, y el indicador emulsión de fondo es bajo, entonces la probabilidad de que se presenten pérdidas en horas de nivel 1 será del 75%, de nivel 2 será del 20% y de nivel 3 será del 5%, tal como aparece en la Figura siguiente.

**Figura 46. Probabilidades condicionales para la subcategoría Varilla Partida.**

The screenshot shows the Hugin Lite 6.6 interface with a table titled 'Varilla\_partida'. The table displays conditional probabilities for three levels (Nivel 1, Nivel 2, Nivel 3) based on three indicators: Emulsion\_fo..., Parada\_pozo, and Rozamiento. Each indicator has three states: Bajo, Medio, and Alto. The table is structured as follows:

	Bajo									Medio									Alto		
	Bajo			Medio			Alto			Bajo			Medio			Alto			Bajo		
Rozamiento	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
Nivel 1	100	100	90	98	90	80	95	85	75	85	75	65	80	70	60	65	50	35	55	40	30
Nivel 2	0	0	10	2	10	15	4	10	20	12	18	27	15	20	30	25	35	45	30	40	40
Nivel 3	0	0	0	0	0	5	1	5	5	3	7	8	5	10	10	10	15	20	15	20	30

Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores.

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

#### 4.4.8 Paso 8. Validar la solución mediante el modelo de redes Bayesianas.

Debido a la poca confiabilidad de la información histórica sobre los modos de Falla que implican producción diferida, es complicado validar las probabilidades condicionales definidas en el paso 7. Sin embargo, el modelo una aproximación alternativa es la oportunidad de que la metodología planteado permite actualizar fácilmente las probabilidades en caso de que tenga nueva información.

Una vez desarrollado los primeros 7 pasos de la metodología se obtiene la distribución de probabilidad para cada una de las subcategorías de los modos de Falla que implican producción diferida

En este paso los responsables del Análisis Causa Raíz deben desarrollar el plan de aplicación para la solución. Una solución sin un plan puede no despegar, menos aún tener éxito. Muchas veces, un plan de proyecto simple y de una sola página es todo lo que se necesita para ejecutar la solución. La clave es identificar y acordar los recursos y responsabilidades.

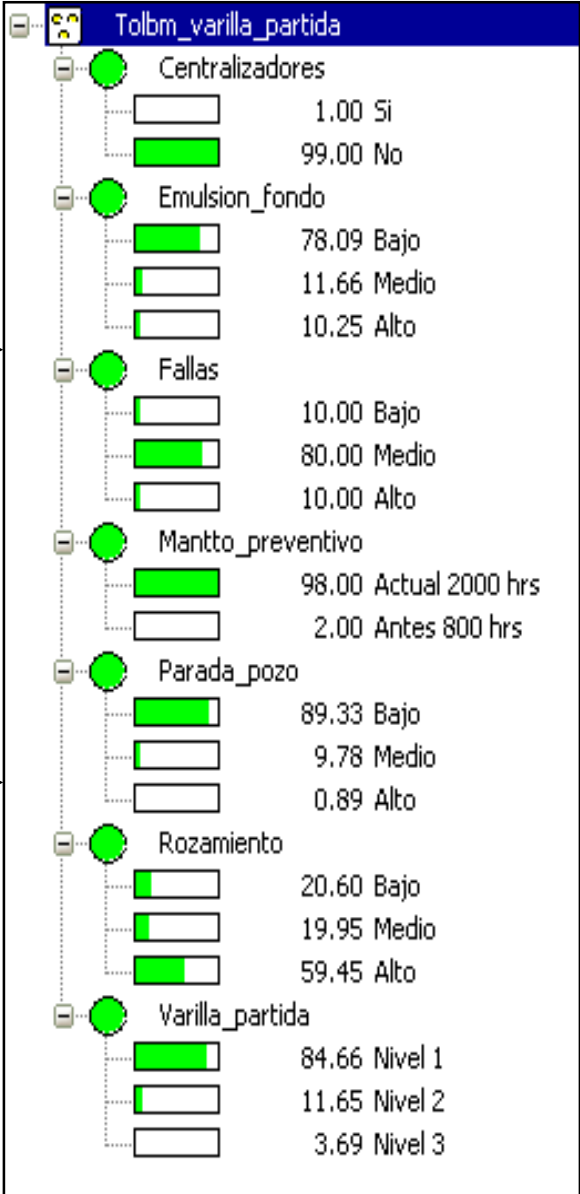
**Enfoque.** La solución puede ser un nuevo enfoque o un nuevo plan. Puede ser una reestructuración o una negociación de la organización. Hay muchos enfoques diferentes.

**Resultado.** El resultado de esta fase es una solución bien definida así como el plan o enfoque para alcanzar la solución

**8. Validar la Solución mediante RB**

Se obtiene la distribución de probabilidad para cada una de las subcategorías de los modos de falla.

En la Figura Se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Varilla Partida es de 84,66%. Esta probabilidad es media si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Los indicadores que pueden estar generando este modo de falla son, la falta de centralizadores y la periodicidad de los mantenimientos preventivos y las fallas correctivas incluidos los de suministro eléctrico.



Trabajos para entregar	Plazo	Persona responsable

**4.4.9 Paso 9: Evaluar los resultados.** El paso 9 consiste en una evaluación del resultado de la solución. La pregunta básica es la siguiente: La solución, ¿cumplió con los objetivos finales? Si la solución no alcanzó dichos objetivos, es importante responder otra pregunta: ¿Por qué no? Y, más allá de haber alcanzado los objetivos o no, es importante identificar cualquier aprendizaje obtenido a través de toda la iniciativa y el proceso.

En este paso se realiza un análisis comparativo, entre un análisis de causa raíz convencional y un análisis utilizando redes bayesianas.

**Enfoque.** La manera de evaluar la solución dependerá de cada solución y enfoque de aplicación en particular. Hay muchos enfoques diferentes, todos implican evaluar la concreción de los objetivos y todos implican evaluar lo aprendido.

**Resultado.** El resultado de esta etapa es la evaluación de la concreción de los objetivos y del punto. ¿Se resolvió el problema? ¿Se aprovechó la oportunidad? ¿Se enfrentó el desafío? Además, los aprendizajes fundamentales obtenidos a partir de la iniciativa y del proceso deben identificarse a fin de ayudar a las personas involucradas en el problema a mejorar sus habilidades para mejorar el avance de la solución.

## 9. Evaluar los resultados

La solución, ¿cumplió con los objetivos finales? Si la solución no alcanzó dichos objetivos, es importante responder otra pregunta: ¿Por qué no? Y, más allá de haber alcanzado los objetivos o no, es importante identificar cualquier aprendizaje obtenido a través de toda la iniciativa y el proceso.

Objetivos finales	Métricas	Meta

## **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **SOBRE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS MODOS DE FALLA EN LOS ANÁLISIS CAUSA RAÍZ**

La identificación y administración de los modos de falla de los diferentes sistemas de levantamiento son importantes en la medida que establece los tipos de riesgos asociados a los modos de falla en las empresas petroleras, son temas muy importantes para el desarrollo, funcionamiento y mantenimiento de los equipos.

Los eventos o modos de falla, se pueden presentar si no se tiene una clara visión de la importancia de los riesgos operativos que producción diferida, lo cual puede tener un alto impacto en el funcionamiento de los campos. Por tal motivo, el proceso de administración de riesgo en los Análisis de Causa Raíz es un tema de estudio reciente a nivel mundial, que actualmente ha tomado mucha importancia especialmente en las principales empresas petroleras del mundo las cuales están sometidas a cumplimientos regulatorios. Para el caso de los análisis de riesgos con redes bayesianas aplicados en los análisis de causa raíz, apenas se está iniciando este tipo de análisis.

En la mayoría de las empresas petroleras que operan en Colombia, el concepto de riesgo operativo asociado a los modos de falla 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 APLICACIÓN DEL TEOREMA DE BAYES EN LOS ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLA DE LOS EQUIPOS DE FONDO BOMBEO MECÁNICO Y ELECTROSUMERGIBLE**

Las metodologías aplicadas en las diferentes empresas e incluso en ECOPETROL S.A., para los análisis de causa raíz, son metodologías meramente cualitativas que se basan en la experiencia de los responsables de los RCA. Son metodologías descendentes que se basan en medidas amplias sin tener en cuenta las probabilidades asociadas a los modos de falla. 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 los modos de falla con el fin de plantear soluciones definitivas y alcanzables. Estas metodologías están, generalmente, asociadas a modelos estadísticos tales como el teorema de Bayes.

Para aplicar metodologías avanzadas como las redes de interferencia bayesiana a las probabilidades de los modos de fallas de los equipos, se debe tener en cuenta que la información histórica sobre los eventos de fallas no está bien codificada y en muchos casos las bases de datos presentan deficiencia en poder describir cual es el verdadero evento que causó la falla. 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 realización de un completo análisis de falla, las cuales son: Modos de falla internas ( Fallas específicas de la SOP), Modos de falla externas( Fallas que se presentan en campos diferentes a la SOP), indicadores de riesgo y juicios de los expertos.

La Metodología para la aplicación de la teoría de bayes en el análisis causa raíz de falla de los equipos de fondo, asociados a los sistemas de levantamiento: bombeo mecánico y electrosumergible como herramienta dinámica para asegurar

la gestión del conocimiento, consta de nueve pasos que permiten, no sólo identificar las principales fuentes de riesgo y su relación con los modos de falla, sino que también cuantifica el grado de exposición de estas.

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 y subcategorías de eventos de falla, 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 falla, que se debe contar con bases de datos confiables y bien organizadas, en lo preferente en programas que disminuyan la incertidumbre .

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

La metodología puede ser enriquecida incorporando metodologías más estructuradas para la definición de las probabilidades subjetivas tales como Teoría de Conjuntos Difusos o Métodos Canónicos, entre otras.

A pesar de haber sido diseñada para cualificar y cuantificar los Análisis de causa Raíz convencionales, asociados a los equipos de BM y BES, la metodología puede aplicarse en otros tipos de procesos, tales como: facilidades de superficie, fallas de control, accidentes e incidentes, entre otras.

La Metodología para la aplicación de la teoría de bayes en el análisis causa raíz de falla de los equipos de fondo, asociados a los sistemas de levantamiento:

bombeo mecánico y electrosumergible como herramienta dinámica para asegurar la gestión del conocimiento desarrollada y presentada en este documento representa un avance importante en el estudio de la ingeniería del conocimiento, ya que integra los conceptos matemáticos y los juicios de los expertos en el tema, además coadyuva en la generación de soluciones acertadas y con bajo nivel de incertidumbre para la aplicación de mejoras en los equipos.

Con la distribución de probabilidades y de pérdidas, se PODRÍAN DISEÑAR indicadores para ser incorporados a los contratos de Operación y Mantenimiento de los campos, cuyo objetivo sea el de compartirlo o en el mejor de los casos transferirlo al contratista los riesgos que no podamos asumir ni mitigar.

La Metodología para, 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 con alto nivel de incertidumbre.

De otra forma, el desarrollo y aplicación de esta metodología puede servir de soporte para la solicitud de presupuestos, con el ánimo de estructurar proyectos reales que maximicen los flujos de caja en la superintendencia y 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 LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

Debido a limitaciones de personal, tiempo y confiabilidad de la información, la metodología fue aplicada sólo a algunos pozos del campo Orito. Sin embargo, este campo representan casi el 80% de los modos de falla de la superintendencia.

Para la recolección de la información necesaria se acudió a la opinión de los expertos en análisis de falla de ECOPETROL S.A, al igual que a las empresas aliadas como lo son CENTRILIFT, WEATHERFORD INC, BOREST S.A, PARKO SERVICES, ADIALPETRO, SCHLUMBERGER, INDEPENDENCE DRILLING, que conocían los principales inconvenientes que se podrían presentar en las unidades BM y BES. Con estas empresas se llevaron a cabo varias reuniones de trabajo.

Es muy importante que el equipo de trabajo de Análisis de Causa Raíz de la SOP entienda detalladamente el funcionamiento de la Metodología, ya que esto le permitirá realizar cambios sobre la misma para incorporar las nuevas fuentes de información que vayan surgiendo.

Una vez validada y entendida, esta metodología puede aplicarse en subprocesos de los campos para poder estimar más precisamente el nivel de exposición al riesgo operativo asociado a las fallas de otros sistemas de levantamiento.

Es de particular importancia que se orienten esfuerzos hacia el rediseño de las base de datos existentes AVOCET®, Field View®, OFM®, OPERA®, en las cuales se incorpore datos organizados con información sobre los modos de falla e indicadores que se vayan presentando y que resulten de las evaluaciones finales de los análisis causa Raíz. Esto permitirá obtener resultados más precisos al aplicar la metodología en el futuro.

El indicador para evaluar y realizar gestión de control del riesgo asociado a la producción diferida son las horas perdidas. Esta variable puede estar sometida a menos eventos de choques o aleatorios, como los barriles de crudo perdidos o su equivalencia en dinero.

## BIBLIOGRAFÍA

ALONSO, D., y TUBAU, E. Inferencias bayesianas: una revisión. Anuario de Psicología. 2002. 33, 25-47. p.

ALTMANN, Carolina. El Análisis de Causa Raíz como herramienta en la mejora de la Confiabilidad.

AMENDOLA, Luis. Modelos Mixtos de Confiabilidad. [en línea] 2002. Disponible en internet:<URL: [www.mantenimientomundial.com](http://www.mantenimientomundial.com)>

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API111S1: Recommended practice for electrical submersible pump, 1997. 32 p.

ARANGO, Luis G. Reportes Históricos Área Nororiente, Superintendencia de Operaciones Putumayo, Gestión documental, ECOPETROL S.A, Mayo de 1990

CHARRY R. Carolina y REINA G. John F. Nuevas prácticas para la implementación de sistemas de levantamiento artificial mediante aplicación de arboles de decisión. Universidad Industrial de Santander, Especialización en Gerencia de hidrocarburos, Bucaramanga, 2012.

COLOMBIA. BANCO DE LA REPUBLICA. Tasas de Cambio. [en línea]. Disponible en internet:<URL:[http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see\\_ts\\_cam.htm#tasaconstituyen](http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_ts_cam.htm#tasaconstituyen)>

COWELL, R. G., DAWID, A. P., LAURITZEN, S. L., y SPIEGELHALTER, D. J. Probabilistic networks and expert systems. Harrisonburg, VA: Springer. 1999.

COWELL, R. G., DAWID, A. P., Lauritzen, S. L., y SPIEGELHALTER, D. J. Probabilistic networks and expert systems. Harrisonburg, VA: Springer. 1999.

DE LA FUENTE, E. I., García, J., y DE LA FUENTE, L. Estadística bayesiana en la investigación psicológica. Metodología de las Ciencias del Comportamiento. 4, 185-200. 2002p.

DIXON, J. R. Introducción a la probabilidad. Texto programado. México: Limusa-Wiley, 1967.

DURÁN, José B. Qué es Confiabilidad Operacional. En: Revista Club Mantenimiento. Año 1. N° 2. 2000

EDWARDS, W., y FASOLO, B. Decision technology. Annual Review of Psychology, 52, 581-606. 2001.

GARBOLINO, P., y TARONI, F. (2002). Evaluation of scientific evidence using bayesian networks. Forensic Science International, 125, 149-155. p.

GARBOLINO, P., y TARONI, F. (2002). Evaluation of scientific evidence using bayesian networks. Forensic Science International. 2002. 125, 149-155.

HECKERMAN, D. A tutorial with bayesian networks (Tech. Rep. MS-TR-95-06). Redmon, WA: Microsoft Research. 1995.

HIRSCHFELDT, Clemente Marcelo y RUIZ, Rodrigo. Selection criteria for artificial lift system based on the mechanical limits: case study of golfo San Jorge basin. Society of Petroleum Engineers, 2009.14 p.

HIWATASHI, J. Solutions on Measuring Operational Risk. Capital Markets News. 2002.

HUERTA, Rosendo. Confiabilidad Operacional: Técnicas y Herramientas de Aplicación. Seminario CustomerCare. Bogotá: Datastream, 2004.

KADIE, C. M., HOVEL, D., y HORVITZ, E. (2001). MSBNx: A component-centric toolkit for modelling and inference with bayesian networks (Tech. Rep. MSR-TR-2001-67). Redmond, WA: Microsoft Research.

LATINO, Robert J. ROOT CAUSE ANALYSIS: Improving Performance for Bottom Line Results. Reliability Center, Inc. (Latino & Latino, 2001 / [www.crcpress.com](http://www.crcpress.com)). 2001.

MARTÍNEZ, Alexander; SOTO, Marlon y MANTILLA, José D. y otros. Manual para aplicación de la metodología de análisis de causa raíz para la solución de problemas. ECOPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo – ICP. Bucaramanga, 1996.

MARTÍNEZ, I., y RODRÍGUEZ, C. Modelos gráficos. En Y. del Águila et. al. (Eds.), Técnicas estadísticas aplicadas al análisis de datos (Almería: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Almería, 2003. 217-257 p.

MENDOZA, Alvaro. Diseño de una Metodología para la Identificación y Medición del Riesgo Operativo en Instituciones Financieras. Tesis de Maestría no publicada. [en línea]. Universidad de los Andes. Bogotá. 2004. [consultado el 23 de Abril 2006]. Disponible en internet:<URL: <http://biblioteca.uniandes.edu.co>>

MOLINA, Abelardo. Reportes Históricos Área Sur, Superintendencia de Operaciones Putumayo, ECOPETROL S.A, Mayo de 1995.

MURILLO, William M. Modelo de Confiabilidad basado en Análisis de Fallas. V Congreso Internacional de Mantenimiento. ACIEM. 12 y 13 de junio de 2003. Bogotá: 2003.

NADKARNI, S., y SHENOY, P. P. A bayesian network approach to making inferences in causal maps. European Journal of Operational Research, pag 128, 479-498. 2001.

NEAPOLITAN, E. R., y MORRIS, S. Probabilistic modelling with bayesian networks. En D. Kaplan (Ed.), The SAGE handbook of quantitative methodology for the social sciences (pp. 371-390). Thousand Oaks, CA: Sage Publications. 2004.

NEIL, M. y TRANHAM. Using Bayesian Networks to predict Op Risk, Operational Risk, 2002.

PEARL, J. Bayesian networks, causal inference and knowledge discovery (Tech. Rep. R-281). Los Angeles: University of California. 2001.

SERRANO, J. Iniciación a la estadística bayesiana. Madrid: Muralla-Hespérides, 2003.

SOJO B., Luis A. El Proceso de Análisis Causa Raíz PROACT: Metodología & Software. [en línea]. 2004. Disponible en internet:<URL: [www.klaron.net](http://www.klaron.net).[www.reliability.com](http://www.reliability.com)>

THETA ENTERPRISE, INC. Software Avanzado de Optimización para Bombeo por Cabillas Consultaría y Entrenamiento John G. Svinos.

# **ANEXOS**

**Anexo A. Encuesta para la recolección de datos e indicadores de fallas operativas asociadas a los equipos de fondo BM y BES superintendencia de operaciones Putumayo**

**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 los que podrían ocurrir las diferentes modos de fallas asociada a los equipos de fondo de Bombeo Mecánico y Electrosumergible definidas en la Tabla 1 durante un año.

Estos datos podrán ser extraídos de la base de datos FieldView, si son confiables.

**Tabla 1. Número de Operaciones Sujetas a Pérdidas Operativas**

Asociadas a Producción Diferida

<b>Componentes BM</b>	<b>Número de Operaciones Anuales Sujetas a este tipo de fallas</b>
Varilla	$n_1$
Sección superior e inferior de la sarta	$n_2$
Barra lisa	.
Sustituto debajo de la Barra Lisa	.
Pistón	.
Barras de peso	.
Barril	.
Válvulas	.
Rod Valve	.
Tube Pull	$n_{10}$
<b>Componentes BES</b>	<b>Número de Operaciones Anuales Sujetas a este tipo de fallas</b>
Bomba	$n_1$
Separador de Gas	$n_2$
Intake	.
Motor	.
Sensor de Fondo	.
Cable de potencia	$N_6$

Fuente. Los Autores

3. Enumere los principales modos de falla 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 y las subcategorías definidas en la Tabla 4.

**Tabla 2. Frecuencia de Eventos de Pérdida**

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

Fuente. Los Autores

4. Defina diferentes niveles de severidad para los posibles modos de falla, 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 4 identifique indicadores de riesgo que pueden alertar sobre la ocurrencia de eventos de pérdida de este tipo. Los indicadores pueden ser definidos para cada subcategoría de eventos o directamente para cada categoría, de acuerdo con lo que usted considere más conveniente.

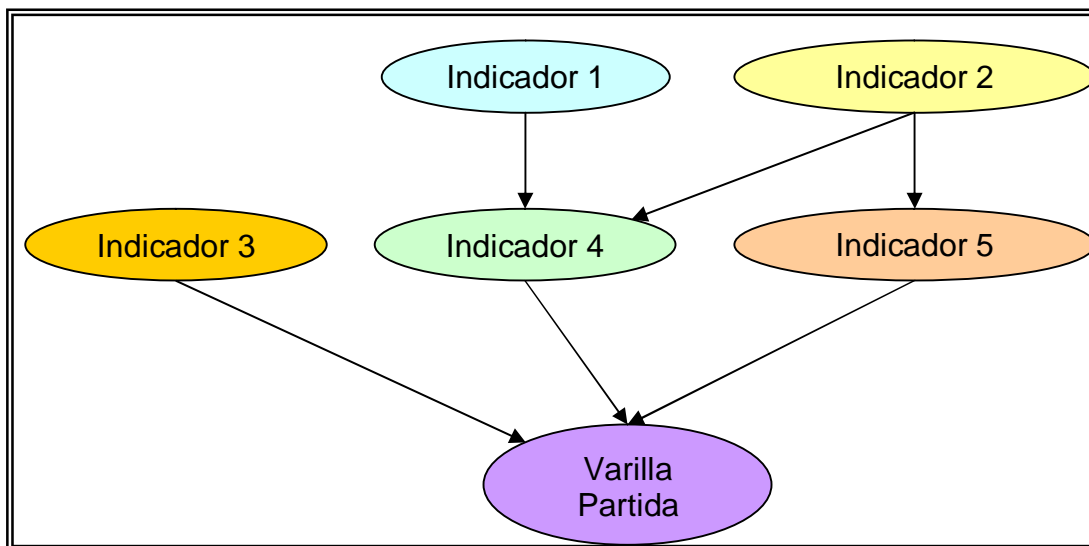
**Tabla 3. Indicadores de Riesgo Asociados a Producción Diferida**

Categorías de Eventos	Subcategorías de los Eventos	Indicadores de Riesgo
Subsuelo	Varilla Partida	Indicador 1, Indicador 2...
	Eficiencia Equipo Subsuelo	Indicador 1, Indicador 2...
Yacimientos	Variación BS&W	Indicador 1, Indicador 2...
	Bachazo Pozo	Indicador 1, Indicador 2...
otras		
.		
.		

Fuente. Los 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 subcategoría 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 1. Indicadores y Sub – Indicadores**



Fuente. Los Autores

- 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 encuentra ubicada 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 subcategorías 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 grupo de pozos con características semejantes o muy parecidas.

## Anexo B. Indicadores y Subindicadores Campo Orito – Bombeo Mecánico

### Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Varilla Partida	1. Rozamiento	Nivel de desgaste por rozamiento en la tubería	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Centralizadores	Nivel de implementación de centralizadores	1. SI 2. <b>NO</b>
	2. Parada del pozo	Nivel de paradas y arrancadas del pozo	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Mantenimientos Preventivos	Nivel de Mantenimientos Preventivos	1. <b>Actual 2000 horas</b> 2. Antes 800 horas
				Fallas	Nivel de Mantenimientos correctivos	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO
	3. Emulsión en el fondo	Nivel de Afectación de la emulsión del fondo del pozo en las arrancadas con posibles efectos de no bombeo o rotura de varillas	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Mantenimientos Preventivos	Nivel de Mantenimientos Preventivos	1. <b>Actual 2000 horas</b> 2. Antes 800 horas
				Fallas	Nivel de mantenimientos Correctivos	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Eficiencia del Equipo de subsuelo	1. Producción de gas	Nivel de Producción de gas	1. <b><u>BAJO</u></b> 2. MEDIO 3. ALTO			
	2. Diseños y Evaluación de componentes de bombas	Nivel de evaluación de la conveniencia y diseño de los actuales componentes de las bombas	1. <b><u>BAJO</u></b> 2. MEDIO 3. ALTO			
Espera de Mantenimiento del Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento	1. Disponibilidad de equipo contratado propio	Facilidad de tener equipo ya contratado	1. <b><u>BAJO</u></b> 2. MEDIO 3. ALTO			
	2. Volumen de Barriles de crudo que se pierden	Nivel de Pérdida de crudo del pozo	1. BAJO 2. <b><u>MEDIO</u></b> 3. ALTO			
	3. Equipo en Operaciones otros campos	Esperando el equipo trabajando en otro campo diferente de la coordinación	1. NUNCA 2. A VECES 3. <b><u>SIEMPRE</u></b>			

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Reposición de la Tubería	1. Espacio entre la Varilla y la Tubería	Nivel de fit entre la varilla y la tubería	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Centralizadores	Nivel de implementación de centralizadores	1. SI 2. <b>NO</b>
	2. Edad de la tubería	Tiempo de trabajo de la tubería	1. <b>0 – 5 años</b> 2. 5 – 10 años 3. Más de 10 años			
Falla Bomba	1. Fricción Pistón – Barril	Nivel de fricción por metalizados	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Centralizadores	Nivel de Implementación de centralizadores	1. SI 2. <b>NO</b>
				Mantenimiento Preventivo	Nivel de Mantenimientos Preventivos	1. <b>Actual 2000 horas</b> 2. Antes 800 horas
				Fallas	Nivel de Mantenimientos Correctivos fallas eléctricas	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO
	2. Metalurgia de la bomba	Baja eficiencia de algún componente de la bomba	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO			
	3. Supervisión Técnica	Nivel de supervisión técnica en el armado y desarmado bomba	1. SI 2. <b>NO</b>			

Fuente. Los Autores

## Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Corte Eléctrico	1. Variación de voltaje	Grado Caídas de voltaje en la red 34,5KV	1. <b>BAJO</b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			
	2. interrupción Suministro 34,5KV	Frecuencia cortes de energía	1. <b>BAJO</b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			
Falla Eléctrica	1. Línea de Distribución	Nivel de Exposición Maleza en línea y problemas en acometida eléctrica	1. <b>BAJO</b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			
Falla Mecánica	1. Anclajes de unidad	Nivel de fallas por calidad del material	1. <b>BAJO</b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			
	2. Anillos del Cilindro	Nivel de exposición falla sistema por pérdida de aire	1. <b>BAJO</b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			
	3. Compresor de Aire	Periodicidad fallas en embrague	1. <b>BAJO</b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			
Mantenimiento eléctrico	1. Mantenimiento Preventivo	Nivel de frecuencia y por ser yacimiento fracturado al disminuir la frecuencia se disminuye las diferidas	1. <b>Actual</b> <b>2000 horas</b> 2. Antes 800 horas			

## Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Ajuste de extracción	1. Condiciones pozos	Diferidas asociadas a las variaciones encontradas entre las condiciones actuales vs. las condiciones recomendadas Ej. Cambio de golpes	1. <b>BAJO</b> 2. MEDIO 3. ALTO			
Mantenimiento Mecánico	1. Mantenimiento Preventivo	Por ser un yacimiento fracturado al disminuir el mantenimiento disminuyen las diferidas	1. <b>Actual 2000 horas</b> 2. Antes 800 horas			

Fuente. Los Autores

## Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Diagnóstico de Ingeniería	1. Capacidad de Aporte Pozo – sistema Fondo operando OK.	Nivel de diferida por reducción de la capacidad de aporte del pozo (bajo nivel), estando el sistema de levantamiento artificial en buen estado que puede ser recuperado a través de un trabajo de Workover.	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Asfaltenos	Nivel de presencia en la cara de la formación	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO
				Carbonatos	Nivel de precipitación de carbonatos en el yacimiento	1. <b>BAJO</b> 2. MEDIO 3. ALTO
Bajo Nivel	1. Capacidad de aporte del pozo	Nivel de frecuencia de la reducción de la capacidad de aporte del pozo (bajo nivel) estando el sistema de levantamiento artificial en buen estado y ES RECUPERABLE	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO			
Estudios de Presión	Corrida Toma de Presiones	Nivel frecuencia de toma de presiones estáticas PBU, pruebas especiales (requerimientos MME)	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO			

## Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Depletamiento del pozo	Capacidad de aporte del yacimiento	Nivel de reducción de la capacidad de aporte del pozo ajustado por su declinación estando el sistema de levantamiento artificial en buen estado y que <b>NO ES RECUPERABLE</b> y se hace necesario ajustar el potencial del pozo	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. BAJO</li> <li>2. <b>MEDIO</b></li> <li>3. ALTO</li> </ol>			
Toma de Registro	1. Problemas de aportes del pozo no identificado	Frecuencia de Parada debido a que el comportamiento del pozo no es el esperado y en los demás componentes no se encuentra las causas y se realiza un diagnostico para ver si en el pozo esta la causa. (Toma de datos, PLT, Dinagramas, USI, eléctricos).	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. BAJO</li> <li>2. <b>MEDIO</b></li> <li>3. ALTO</li> </ol>			

Fuente. Los Autores

## Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Falta de Materiales	1. Ausencia materiales para mantenimientos Preventivos y correctivos	Nivel de frecuencia de ocurrencia de pérdidas debido a la NO existencia de inventario de material que se solicita de forma periódica.	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Ubicación de almacenes de materiales	Lejanía del almacén hasta el pozo	1. <b>Entre 2 – 3 horas</b> 2. Mayor a 3 horas
Orden Público	1. Atentados a la infraestructura petrolera del área	Nivel de frecuencia de atentados a la infraestructura (interconexión eléctrica, oleoductos, líneas de flujo, estaciones de recolección, cabezas de pozos)	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO			
Locación y Vías	1. Estado de las vías	Nivel de estado de las vías o locaciones que impiden la movilización o montaje de equipos para trabajos de mantenimiento en subsuelo (factores climatológicos)	1. MALA 2. <b>REGULAR</b> 3. BUENA			

Fuente. Los Autores

## RELACIÓN DE EVENTOS DE PÉRDIDA CAMPO ORITO BOMBEO MECÁNICO

**Relación Modos de falla - Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>EQUIPOS DE SUBSUELO</b>	<b>Varilla Partida</b>	1. Rozamiento	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea el rozamiento mayor es la probabilidad de ocasionar ruptura de varilla.
		2. Parada del Pozo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la parada de los pozos, mayor será la probabilidad de ruptura de la varilla.
		3. Emulsión de Fondo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea el grado de estabilización de la emulsión en el fondo del pozo, mayor habrá posibilidad de ruptura de varilla del pozo.
	<b>Eficiencia Equipo Subsuelo</b>	1. Producción de Gas	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la producción de gas, mayor será la probabilidad de bloqueo de gas y por consiguiente pérdida de la eficiencia de bombeo.
		2. Diseños y Evaluación de Componentes de Bombas	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mejor sea el diseño de los componentes de la bomba, menor probabilidad que la bomba no pierda eficiencia tempranamente.
	<b>Espera de Mantenimiento del Equipo Subsuelo y Reacondicionamiento</b>	1. Disponibilidad de Equipo Contratado Propio	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. Volumen de Barriles de Crudo que se Pierden	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea el volumen de crudo que se pierda en un pozo, rápidamente se dará inicio del servicio.

**Relación Modos de falla - Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	INDICADOR	NIVEL	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>EQUIPOS DE SUBSUELO</b>		3. Equipo en Operaciones DINA-TELLO	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.
	Reposición de la Tubería	1. Espacio Entre la Varilla y la Tubería	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea el espacio entre la tubería y varilla menor probabilidad habrá de desgaste entre ellos.
		2. Edad de la Tubería	1. 0-5 AÑOS 2. 5-10 AÑOS 3. MAS DE 10 AÑOS	Entre más vieja sea la tubería, mayor será la probabilidad de desgaste de esta con un posible cambió.
	Falla Bomba	1. Fricción Pistón-Barril	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea la fricción entre el pistón y el barril riudadamente habrá un deterioro del equipo lo que ocasionará falla prematura en la bomba.
		2. Metalurgia-Bomba	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mejor sea el diseño de los componentes de la bomba, menor probabilidad que la bomba falle.
		3. Supervisión Técnica	1.SI 2. NO	Si hay supervisión técnica en todo el proceso de arme y desarme de la bomba, existirá una menor posibilidad que la bomba falle prematuramente.

Fuente. Los Autores

**Relación Modos de falla en superficie- Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>MODOS DE FALLA EN SUPERFICIE QUE AFECTAN AL EQUIPO DE FONDO</b>	Corte Eléctrico	1. Variación Voltaje	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre mayor sea la variación de voltaje mayor será la probabilidad de cortes de energía eléctrica.
		2. Interrupción Suministro 34.5 kV	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre mayor sea la interrupción de suministro de 34.5 KV, mayor es la probabilidad de corte de energía eléctrica.
	Falla Eléctrica	1. Línea de Distribución	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si existe mayores fallas en el sistema de protección existirá repetidas paradas de los pozos y por consiguiente mayores pérdidas de los pozo por fallas eléctricas.
	Falla Mecánica	1. Anclajes de Unidad	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si hay una mayor falla en el diseño en los anclajes, ocasionará un movimiento repentino no debido en la unidad de bombeo, ocasionando probablemente una falla en la unidad de bombeo de los pozos.
		2. Anillos del Cilindro	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si hay una mayor falla en los anillos de los cilindros de las unidades de bombeo balanceadas por aire, ocasionará fallas repetitivas en este y por consiguiente los pozos se podrán parar.
		3. Compresor de Aire	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si hay una mayor falla en cualquier componente de los compresores de aire, provocará mayores paradas en los pozos y por consiguiente una mayor pérdida.

**Relación Modos de falla en superficie- Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
	Mantenimiento Eléctrico	1. Mantenimiento Preventivo	1.Actual 2000 hrs. 2.Antes 800 hrs.	Si se logra disminuir la frecuencia de los mantenimientos preventivos eléctricos, menor serán las pérdidas por mantenimiento eléctrico.
	Ajuste de Extracción	1. Condiciones Pozos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si disminuye las condiciones del pozo mayor serán las pérdidas por ajuste de extracción.
	Mantenimiento Mecánico	1. Mantenimiento Preventivo	1.Actual 2000 hrs. 2.Antes 800 hrs.	Si se logra disminuir la frecuencia de los mantenimientos preventivos mecánicos, menor serán las pérdidas por mantenimiento mecánico.

Fuente. Los Autores

**Relación Modos de falla en Yacimiento- Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>VARIABLES DEL YACIMIENTO QUE AFECTA AL EQUIPO DE FONDO</b>	Diagnóstico de Ingeniería	1. Capacidad de Aporte Pozo-Sistema Fondo Operando o.k.	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la capacidad de aporte del pozo disminuye las pérdidas por diagnóstico de ingeniería aumentarán, debiéndose programar un workover para recuperarlo.
	Bajo Nivel	1. Capacidad de Aporte del Pozo	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la capacidad de aporte del pozo disminuye y se evidencia un problema que lo justifique y se pueda solucionar se presentará pérdidas de producción por el bajo nivel del pozo hasta que se haga el servicio para recuperar el potencial del pozo.
	Estudios de Presión	1. Corrida Toma de Presiones	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre mayor sea las corridas de toma de presiones para mejorar el diagnóstico del yacimiento o por sugerencias del Ministerio de Minas y Energía, mayor será el número de pérdidas de los pozos dependiendo del tiempo de estabilización.
	Depletamiento del Pozo	1. Capacidad de Aporte al Yacimiento	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la capacidad de aporte del pozo disminuye y no se encuentra las causas de su posible afectación, se tendrá que asumir las pérdidas hasta que termine el mes y se ajuste.
	Toma Registro	1. Problemas de Aportes del Pozo no Identificado	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si el pozo presenta problemas que pueden ser atribuidas a una falla en nunca variable del componente de subsuelo, se efectúan registros de producción tendientes a direccionar la mejor estrategia para recuperar y disminuir las pérdidas por toma de registros.

Fuente. Los Autores

**Relación Modos de falla por eventualidades- Indicadores y Subindicadores de riesgo para los equipos de Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>EVENTUALIDADES</b>	Falta Materiales	1. Ausencia Materiales para Mantenimientos Preventivos y Correctivos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	La falta de materiales ocasionará mayores pérdidas por falta de materiales.
	Orden Público	1. Atentados a la Infraestructura Petrolera del Área	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre menor sea la posibilidad de atentados a la infraestructura de los pozos y facilidades menor podrá ser la pérdida de ésta.
	Proyectos	1. Trabajos en Líneas y Facilidades de los Pozos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si se realizan trabajos mayores en las líneas y facilidades de los pozos en aras de mantener o ampliar las capacidades, se podrán presentar mayores pérdidas por proyectos.
	Locación y Vías	1. Estado de Vías	1. MALA 2. REGULAR 3. BUENA	Si estado de las vías es deplorable, podrá haber momentos en el cual no se pueda acudir con oportunidad al pozo que presente un problema y por consiguiente se podrá presentar un incremento de pérdidas por el estado de las vías y locaciones.

Fuente. Los Autores

**RELACIÓN DE INDICADORES Y SUBINDICADORES CAMPO  
ORITO– BOMBEO MECÁNICO**

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Subsuelo.  
Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

INDICADOR	NIVEL	SUBINDICADORES	NIVEL	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Rozamiento	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Centralizadores	1.SI 2. <b><u>NO</u></b>	Si hay centralizadores con un buen diseño de distribución dentro del pozo, el rozamiento entre las varillas y la tubería será menor.
Parada del Pozo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Mantenimiento Preventivos	1. <b><u>Actual</u></b> <b><u>2000 hrs.</u></b> 2. Antes 800 hrs.	Entre menor sean los tiempos entre los mantenimientos preventivos y su frecuencia, mayor serán la parada de los pozos.
		Fallas	1. BAJO 2. <b><u>MEDIO</u></b> 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.
Emulsión de Fondo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Mantenimiento Preventivos	1. <b><u>Actual</u></b> <b><u>2000 hrs.</u></b> 2. Antes 800 hrs.	Entre menor sean los tiempos entre los mantenimientos preventivos y su frecuencia, mayor será la posibilidad de formación de emulsión en el fondo de los pozos.
		Fallas	1. BAJO 2. <b><u>MEDIO</u></b> 3.ALTO	Entre menor sea la frecuencia de fallas de la parte mecánica, eléctrica de los equipos, y menor los cortes de energía eléctrica, menor será la posibilidad de formación de emulsión en el fondo del pozo.

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Subsuelo.  
Campo Orito – Bombeo Mecánico**

INDICADOR	NIVEL	SUBINDICADORES	NIVEL	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Espacio Entre la Varilla y la Tubería	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Centralizadores	1.SI 2. <b><u>NO</u></b>	Si hay centralizadores con un buen diseño de distribución dentro del pozo, podrá haber una mejor distribución de espacio entre la varilla y la tubería.
Fricción Pistón-Barril	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Centralizadores	1.SI 2. <b><u>NO</u></b>	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.
		Mantenimiento Preventivos	1. <b><u>Actual 2000 hrs.</u></b> 2. Antes 800 hrs.	Entre menor sean los tiempos y frecuencias entre los mantenimientos preventivos, podrá haber menor posibilidad que en las arrancadas se produzca roce entre la tubería y la varilla que originan limalla y a la vez evita deposición de partículas finas entre el pistón y el barril.
		Fallas	1. BAJO 2. <b><u>MEDI</u></b> <b><u>O</u></b> 3.ALTO	Entre menor sea la frecuencia de fallas de la parte mecánica, eléctrica de los equipos y cortes de energía eléctrica menor será la posibilidad de fricción entre la tubería y varillas y la deposición de finos entre el pistón y el barril.

Fuente. Los Autores

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Yacimientos.  
Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

INDICADOR	NIVEL	SUBINDICADORES	NIVEL	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Capacidad de Aporte Pozo-Sistema Fondo Operando o.k.	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Asfáltenos-Parafinas	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO	Si existe precipitación de asfáltenos con algo de parafinas, la capacidad de aporte de los pozos disminuirá.
		Carbonatos	1. <b>BAJO</b> 2. MEDIO 3. ALTO	Si existe precipitación de carbonatos en la formación, seguramente disminuirá la capacidad de aporte de los pozos.

Fuente. Los Autores

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Eventualidades.  
Campo Orito – Bombeo Mecánico.**

INDICADOR	NIVEL	SUBINDICADORES	NIVEL	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Ausencia Materiales para Mantenimientos Preventivos y Correctivos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Ubicación Almacén de Materiales	1. <b>Entre 2-3 hrs.</b> 2. Mayor 3 hrs.	Entre mayor sea la distancia de disponibilidad de los materiales claves para los mantenimientos, mayor podrá ser la posibilidad de ausencia de estos en el momento de su uso.

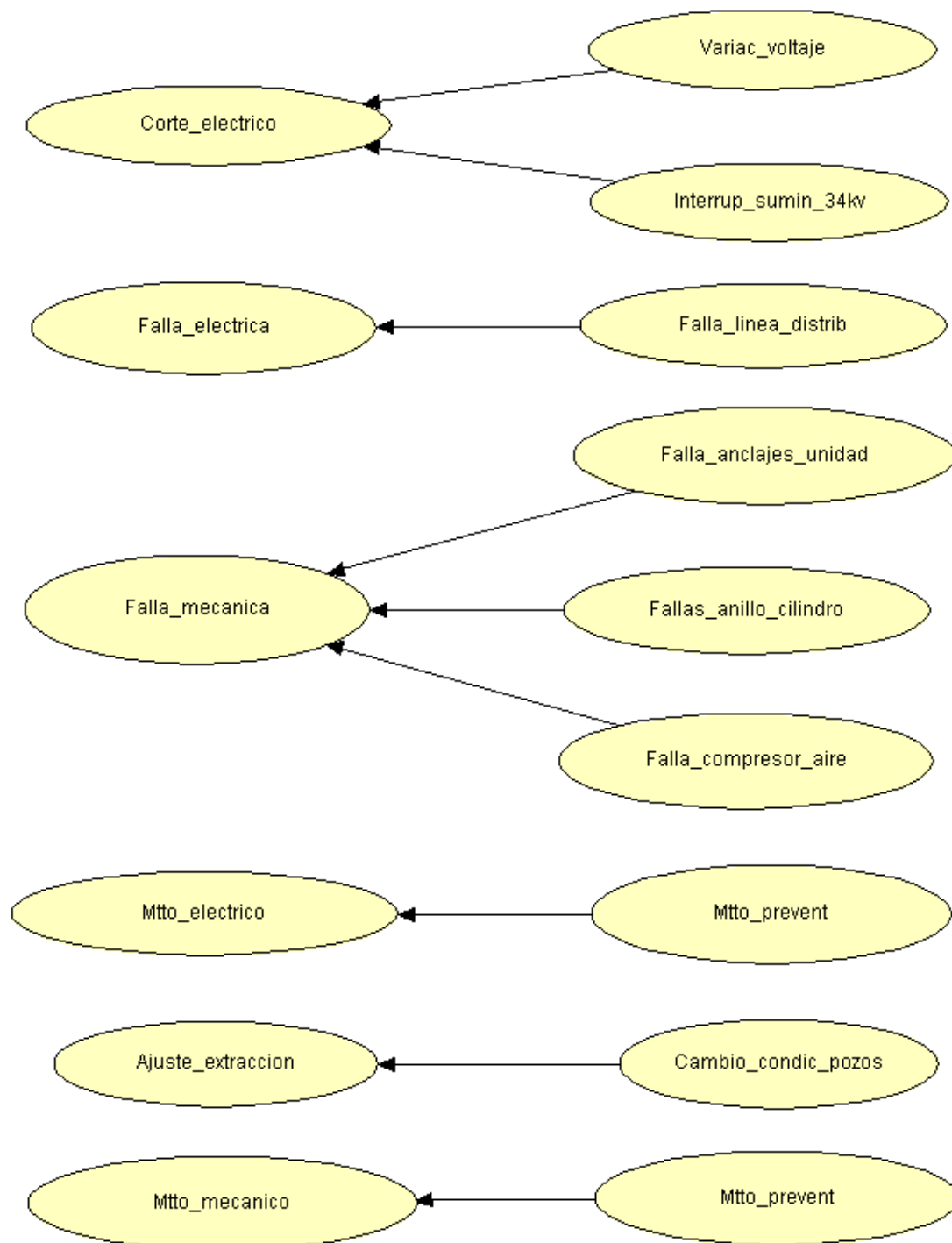
Fuente. Los Autores

## Anexo C. Redes Bayesianas Campo Orito – Bombeo Mecánico

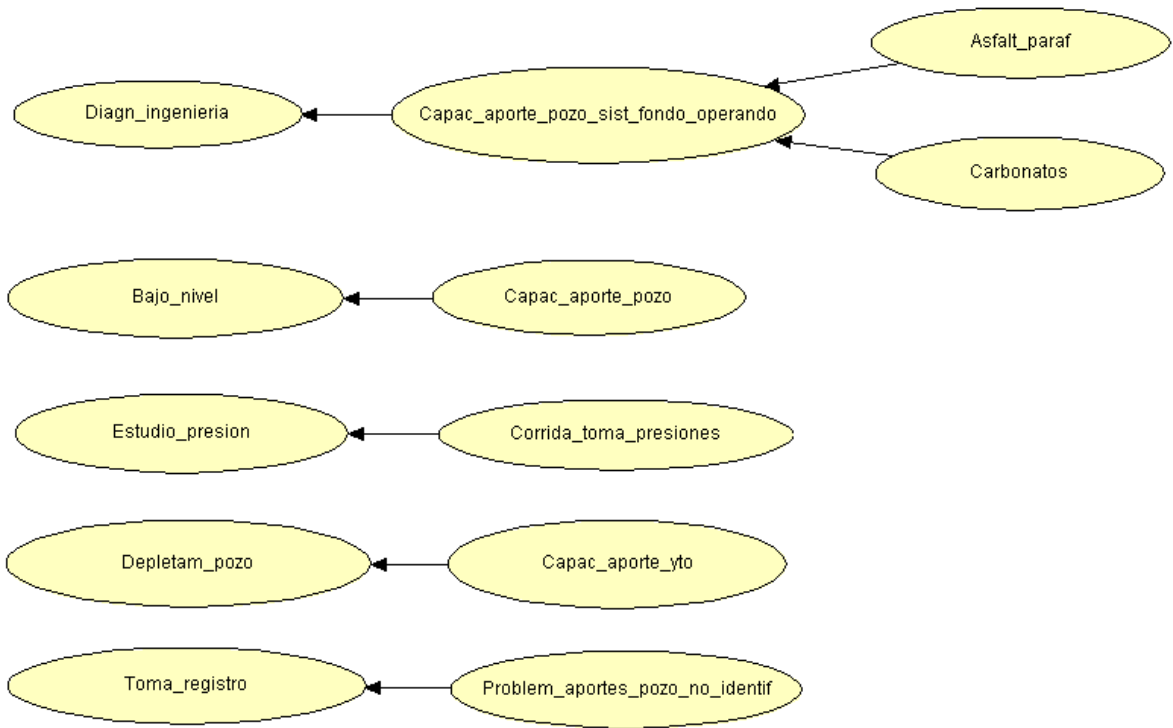
### Red Bayesiana para los análisis causa raíz de falla Campo Orito – Bombeo Mecánico – Categoría Subsuelo.



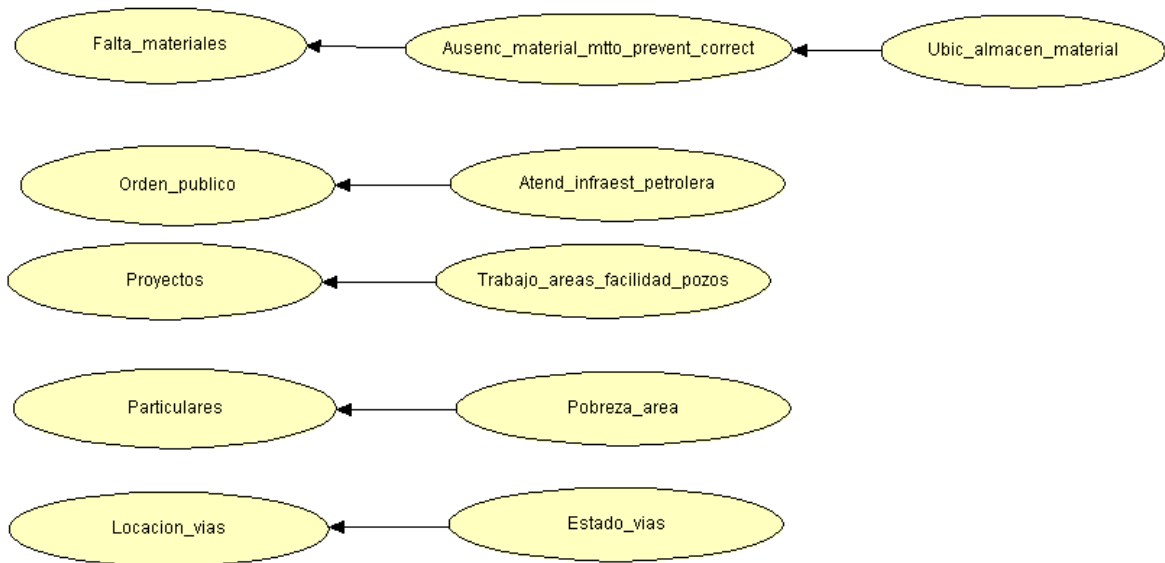
**Red Bayesiana para los análisis causa raíz de falla Campo Orito – Bombeo Mecánico – Categoría Mantenimiento Superficie**



**Red Bayesiana para los análisis causa raíz de falla Campo Orito – Bombeo Mecánico – Categoría Yacimientos**

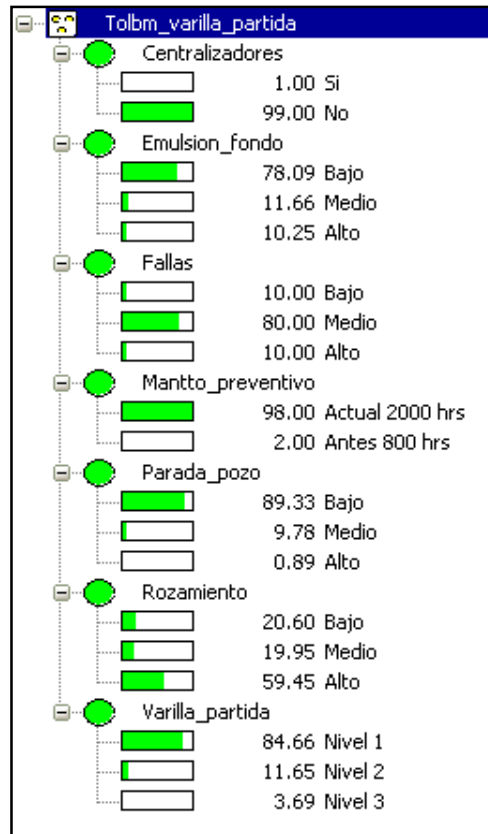


**Red Bayesiana para los análisis causa raíz de falla Campo Orito- Bombeo Mecánico – Categoría .Eventualidades**



## Anexo D. Validación del modelo aplicación de Redes Bayesianas a los Modos de falla - Campo Orito – Bombeo Mecánico

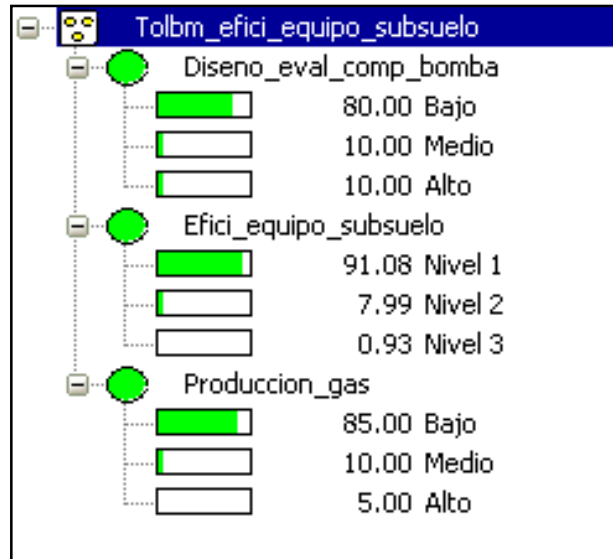
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Varilla Partida Categoría Subsuelo – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Varilla Partida es de 84,66%. Esta probabilidad es media si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Los indicadores que pueden estar generando este modo de falla son, la falta de centralizadores y la periodicidad de los mantenimientos preventivos y las fallas correctivas incluidos los de suministro eléctrico.

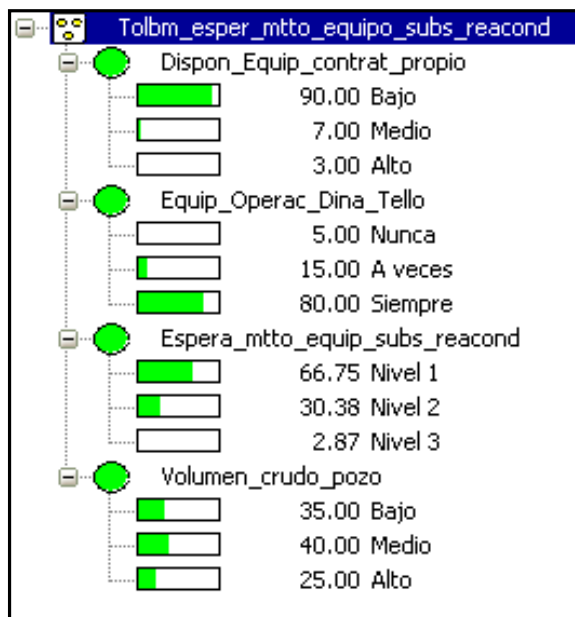
## Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Eficiencia Equipo de Subsuelo – Categoría Subsuelo – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Eficiencia del Equipo de Subsuelo es de 91,08%. Esta probabilidad está en un nivel medio si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el deficiente programa de Diseño y evaluación de los componentes de la bomba que existe en estos campos.

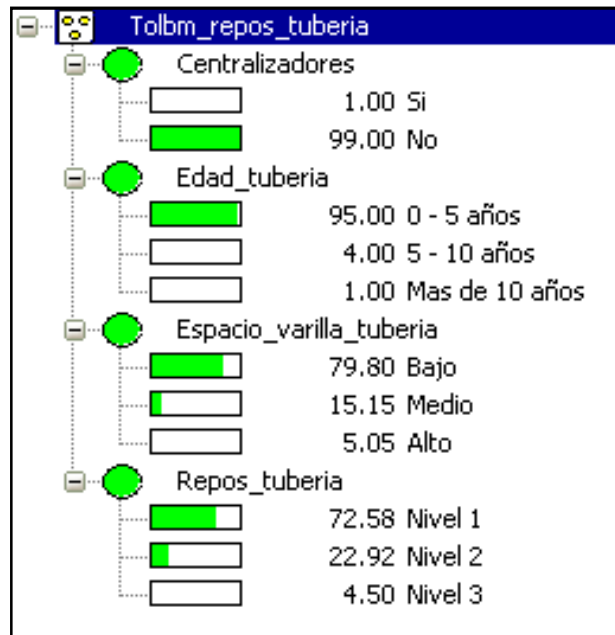
**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Espera de Mantenimiento del Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento – Categoría Subsuelo – Orito – Bombeo Mecánico**



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Esperando Equipo de Mantenimiento de Subsuelo y/o Reacondicionamiento es de 66,75%. Esta probabilidad está en un nivel bajo si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el Volumen de crudo del Pozo a realizar el servicio y la Disponibilidad del Equipo contratado Propio por la Coordinación Putumayo.

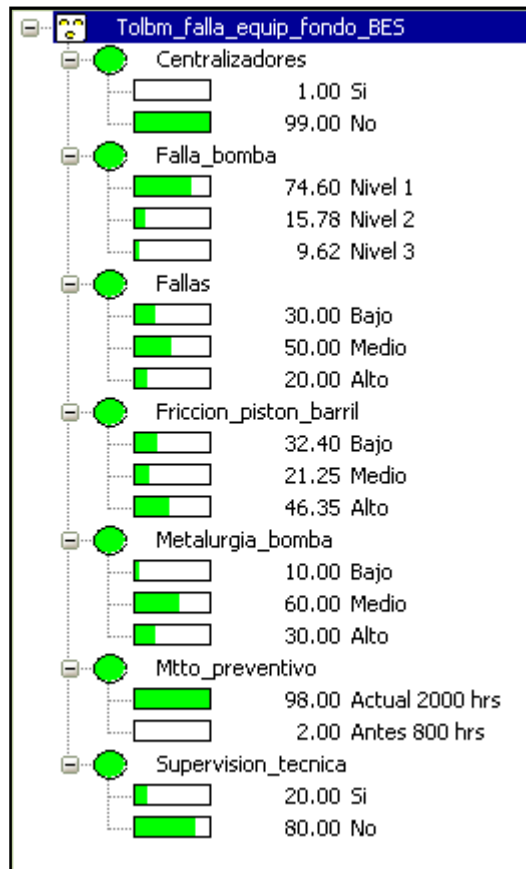
**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Reposición de Tubería – Categoría Subsuelo – Orito – Bombeo Mecánico**



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por el servicio de Reposición de Tubería es de 72,58%. Esta probabilidad está en un nivel bajo si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el no uso de los centralizadores y el espacio entre la Tubería y la Varilla.

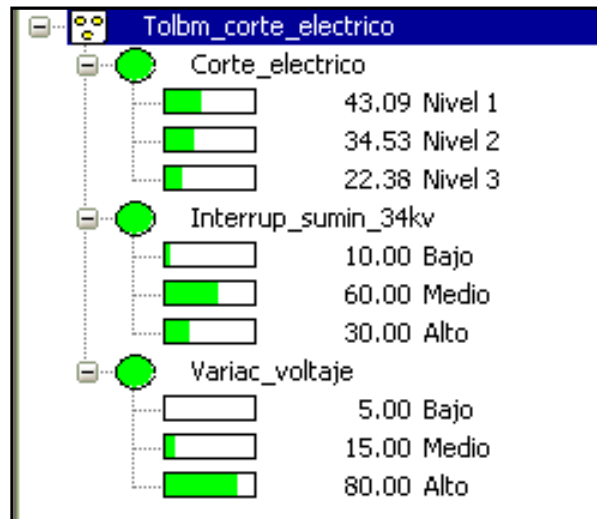
## Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Falla de Bomba – Categoría Subsuelo – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por una Falla en la Bomba de Subsuelo es de 74,60%. Esta probabilidad está en un nivel bajo si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. El indicador que puede estar generando este riesgo asociado a la producción diferida es el no uso de los centralizadores y la metalurgia no adecuada para las condiciones actuales de los pozos.

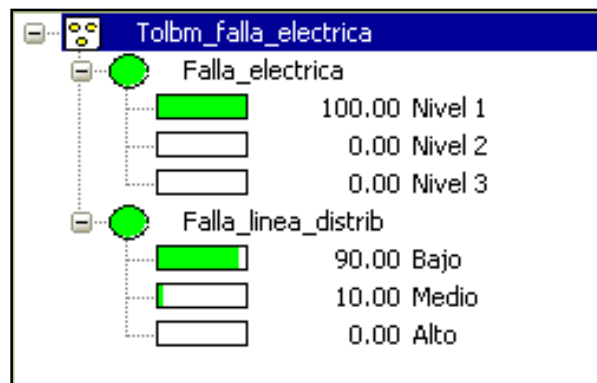
**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Corte Eléctrico – Categoría Mantenimiento en Superficie – Orito – Bombeo Mecánico**



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por el Corte Eléctrico es de 43,09%. Esta probabilidad está en un nivel muy bajo si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. El indicador que posiblemente este ocasionando esta pérdida es la variación del voltaje.

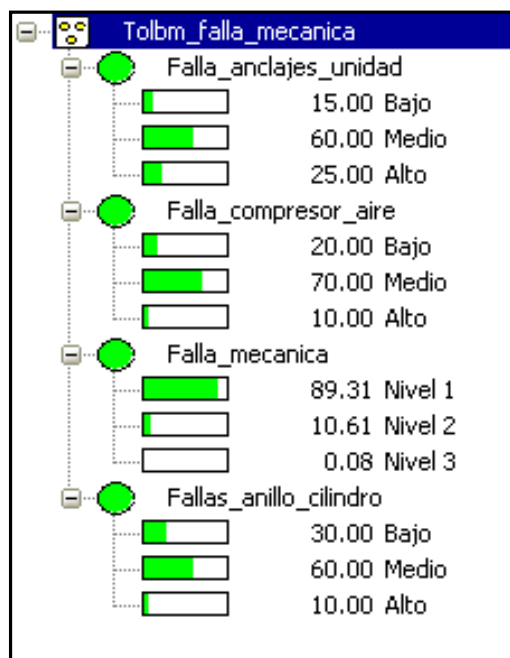
**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Falla Eléctrica – Categoría Mantenimiento en Superficie – Orito – Bombeo Mecánico**



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Falla Eléctrica es de 100%. Esta probabilidad está en un nivel muy alto si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Las posibilidades de una falla en una línea de distribución es mínima (malezas y problemas en acometidas eléctricas).

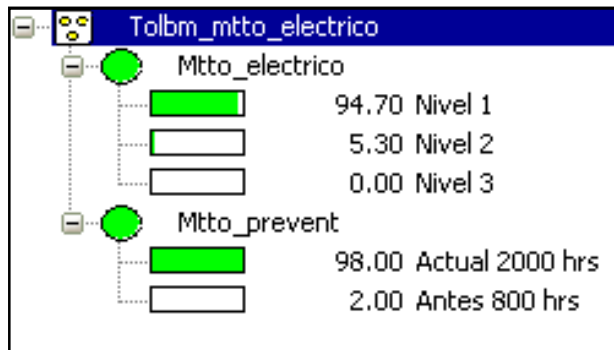
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Falla Mecánica – Categoría Mantenimiento en Superficie – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Fallas Mecánicas es de 89,31%. Esta probabilidad está en un nivel medio si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Los indicadores que parecen estar generando gran parte de este riesgo son las Fallas en el embrague de los compresores y en la falla de los anillos de los cilindros.

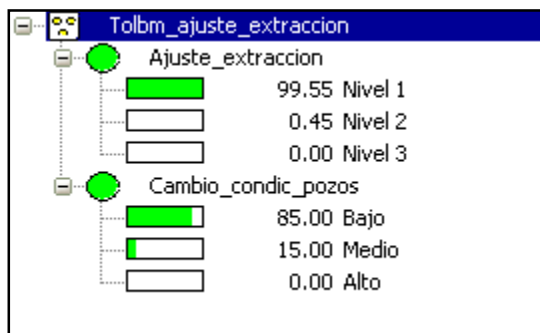
**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Mantenimiento Eléctrico – Categoría Mantenimiento en Superficie – Orito – Bombeo Mecánico**



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por los Mantenimientos Eléctricos en los pozos es de 94,70%. Esta probabilidad está en un nivel medio debido a que se realizan mantenimientos preventivos cada 2.000 horas. Se requiere espaciarlos más, mediante la implementación y el sostenimiento de metodologías intrusivas de mantenimiento y mantenimientos basados en condición, ya que por ser yacimientos naturalmente fracturados, cuando se paran estos pozos en el momento que nuevamente inicia sus operaciones, ocurre un incremento del BS&W, proporcional al tiempo de parada.

**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Ajuste de Extracción – Categoría Mantenimiento en Superficie – Orito – Bombeo Mecánico**

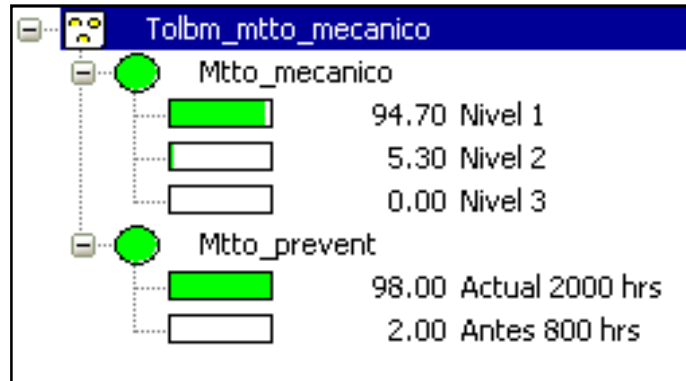


Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1,, es decir entre 0 y 200 horas

de inactividad de los pozos, ocasionado por Ajuste de Extracción es de 99,50%. Esta probabilidad está en un nivel muy alto si se compara con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Las posibilidades de cambio en las condiciones de los pozos es bajo por ser motores eléctricos.

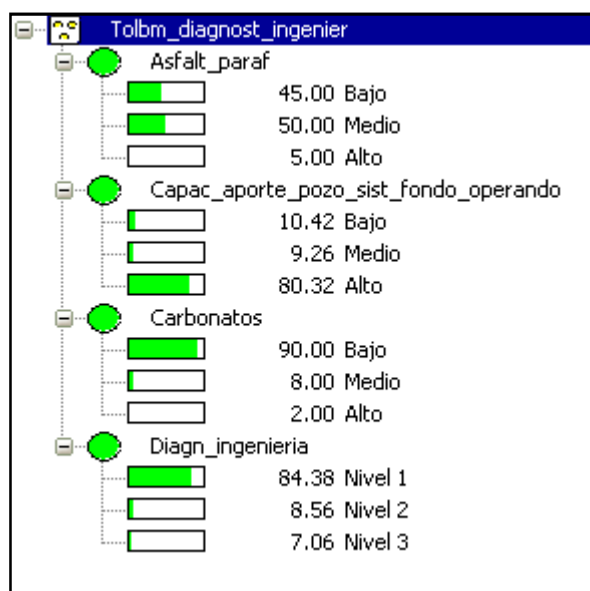
**Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Mantenimiento Mecánico – Categoría Mantenimiento en Superficie – Orito – Bombeo Mecánico**



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por los Mantenimientos Mecánicos en los pozos es de 94,70%. Esta probabilidad está en un nivel medio debido a que se realizan mantenimientos preventivos cada 2.000 horas. Se requiere espaciarlos más, mediante la implementación y el sostenimiento de metodologías intrusivas de mantenimiento y mantenimientos basados en condición, ya que por ser yacimientos naturalmente fracturados, cuando se paran estos pozos en el momento que nuevamente inicia sus operaciones, ocurre un incremento del BS&W, proporcional al tiempo de parada.

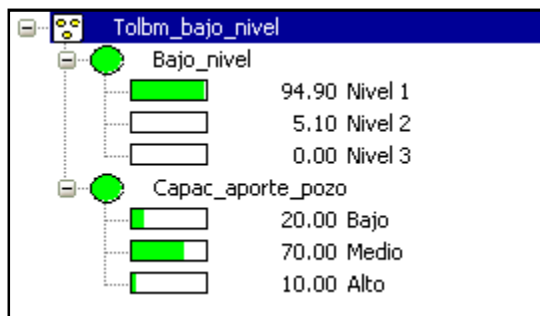
## Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Diagnóstico de Ingeniería – Categoría Yacimientos – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Diagnósticos de Ingeniería en los pozos es de 84,38%. Esta probabilidad está en un nivel medio debido a que se podría presentar depositación de parafinas y asfaltenos en el fondo y cara del pozo. Adicionalmente existe la probabilidad de la precipitación de carbonatos en la formación o en la tubería de producción y facilidades de manejo de fluidos a medida que se aumente la extracción de fluidos.

### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Bajo Nivel – Categoría Yacimientos – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Bajo Nivel de los pozos es de 94,90%. Esta probabilidad está en un nivel medio debido a que se podría presentar disminución de los aportes del pozo repentinamente y que puede ser recuperado con un servicio.

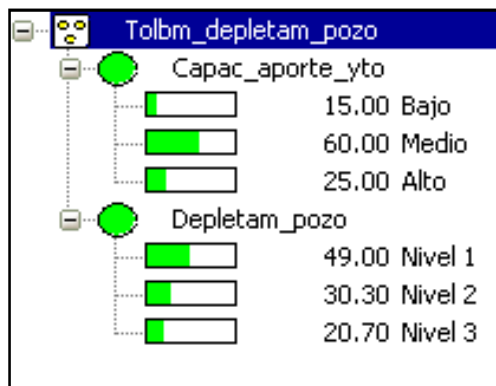
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Estudios de Presión – Categoría Yacimientos – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Estudios de Presión en los pozos es de 86,00%. Esta probabilidad está en un nivel medio debido a que se podría presentar una solicitud por parte del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento de Yacimientos para monitoreos del comportamiento de la presión del yacimiento de algunos pozos.

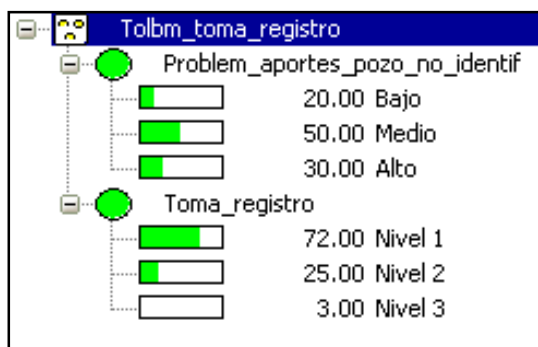
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Depletamiento del Pozo – Categoría Yacimientos – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Depletamiento en los pozos es de 49,00%. Esta probabilidad está en un nivel bajo y podría ser ocasionado por la baja potencialidad de los pozos ubicados en esta zona.

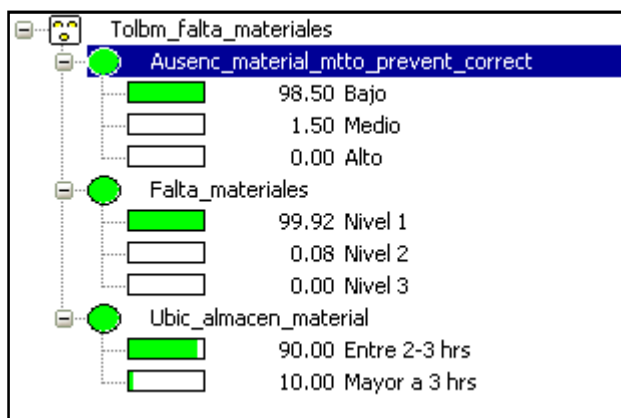
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Toma de Registro – Categoría Yacimientos – Orito – Bombeo Mecánico.



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por Toma de Registros de Producción es de 72,00%. Esta probabilidad está en un nivel bajo y podría ser ocasionado por la constante toma de registros de Dinagramas y Sonologs, producto de la problemática que se genera para producir cuando alguno de estos pozos entra de un servicio.

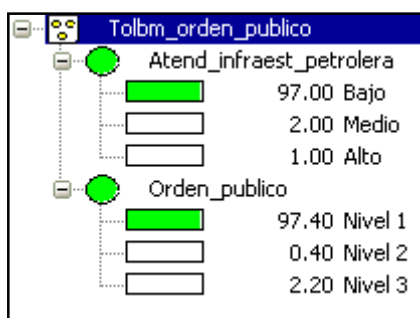
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Falta de Materiales – Categoría Eventualidades – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

En la figura se observa que se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por la Falta de Materiales es de 99,92%. Esta probabilidad está en un nivel muy alto, ya que los constantes bloqueos en las vías públicas y los esporádicos ataques terroristas hacen que los materiales o equipos demoren.

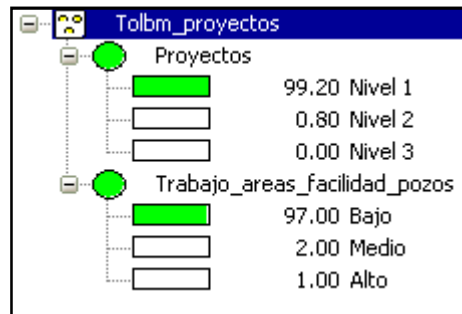
### Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Orden Público – Categoría Eventualidades – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

Se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por el Orden Público es de 97,40%. Esta probabilidad está en un nivel alto, ocasionado por que posiblemente los atentados a este tipo de infraestructura en el área son comunes. Se debería seguir con los convenios con la fuerza pública y con las comunidades.

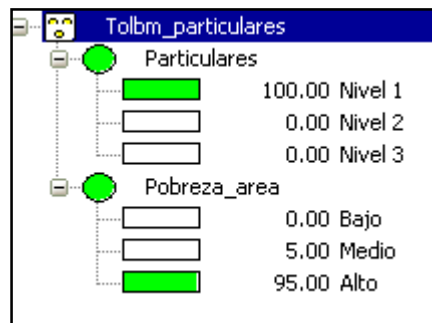
## Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Proyectos – Categoría Eventualidades – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

Se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por la realización de Proyectos es de 99,20%. Esta probabilidad está en un nivel alto, si los comparamos con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. No se piensa ejecutar ningún proyecto durante este año que pueda ocasionar producción diferida.

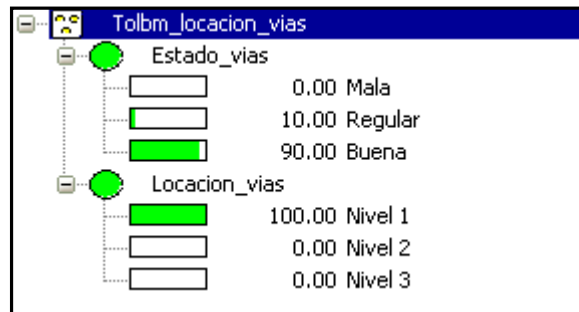
## Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Particulares – Categoría Eventualidades – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

Se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por particulares es de 100%. Esta probabilidad está en un nivel muy alto, si los comparamos con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Por lo tanto se debería seguir realizando programa de rotación de personal para la mano de obra no calificada y la realización de los convenios Tripartitas con las comunidades y la alcaldía de orito.

## Distribución de Probabilidad para la Subcategoría Locación y Vías – Categoría Eventualidades – Orito – Bombeo Mecánico



Fuente. Software Hugin Lite modificado por los autores

Se puede ver que la probabilidad de que se presenten pérdidas de producción por modos de falla de nivel 1, es decir entre 0 y 200 horas de inactividad de los pozos, ocasionado por la Locación y Vías es de 100%. Esta probabilidad está en un nivel muy alto, si los comparamos con las probabilidades de pérdidas obtenidas para las otras subcategorías. Por lo tanto se debería continuar realizando los mantenimientos programados con la ejecución de algunas obras de arte para la preservación de estas y la observación directa del comportamiento de algunos ríos durante las épocas de invierno.

## Anexo E. Campo Orito – Bombeo Electrosumergible

### Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de subsuelo. Campo Orito – Bombeo Electrosumergible

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Eficiencia Equipo de Subsuelo – BES	1. Calidad del agua de producción	Nivel de incrustación del agua de producción	1. MALA 2. REGULAR 3. BUENA	Programa de Inhibición carbonatos en sarta de tubería	Nivel de aplicación del programa	1. <u>SI</u> 2. NO
	Inclinación sitio ubicación de la bomba	Nivel afectación por inclinación	1. <u>BAJO</u> 2. MEDIO 3. ALTO			
Espera de Mantenimiento del equipo de subsuelo y Reacondicionamiento	1. Disponibilidad de equipo contratado propio	Facilidad de tener equipo ya contratado	1. <u>BAJO</u> 2. MEDIO 3. ALTO			
	2. Barriles de crudo que se pierden	Nivel de Pérdidas de crudo del pozo	1. BAJO 2. MEDIO 3. <u>ALTO</u>			
	3. Equipo en operaciones en Otras áreas	Esperando equipo trabajando en otro campo diferente de la coordinación orito	1. NUNCA 2. A VECES 3. <u>SIEMPRE</u>			

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de subsuelo.  
Campo Orito Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Reposición de la tubería	1. Taponamiento de la tubería	Nivel de incrustación del agua de formación	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO	Programa de Inhibición carbonatos sarta de tubería	Nivel de aplicación del programa	1. SI 2. <b>NO</b>
				Inhibición de carbonatos matricial	Nivel de aplicación del programa	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO
	2. Edad Tubería	Tiempo de trabajo de la tubería	1. 0 – 5 años 2. <b>5 – 10 años</b> 3. más de 10 años			
Falla del equipo de fondo – BES	1. Incrustaciones en partes de la bomba	Nivel de incrustación del agua de formación	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3. ALTO	Programa de inhibición de carbonatos en sarta de tubería	Nivel de aplicación del programa	1. SI 2. <b>NO</b>
	2. Parada del pozo	Nivel de paradas y re-arrancadas del pozo	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Mantenimientos preventivos	Nivel de mantenimientos preventivos	1. <b>Actual 2000 horas</b> 2. Antes 800 horas
				Fallas	Nivel de mantenimientos Correctivos y cortes de energía eléctrica	1. BAJO 2. MEDIO 3. <b>ALTO</b>
	3. Incremento Carga Columna de fluido (cortes de energía, fallas mantenimientos)	Nivel de incremento del BS&W	1. BAJO 2. MEDIO 3. <b>ALTO</b>	Mantenimientos preventivos	Nivel de mantenimientos preventivos	1. <b>Actual 2000 horas</b> 2. Antes 800 horas
				Fallas	Nivel de mantenimientos correctivos y cortes de energía	1. BAJO 2. MEDIO 3. <b>ALTO</b>

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de subsuelo.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Falla del equipo de fondo – BES	2. Parada del pozo	Nivel de paradas y re-arrancadas del pozo	4. BAJO 5. MEDIO 6. ALTO	Mantenimientos preventivos	Nivel de mantenimientos preventivos	3. <b>Actual 2000 horas</b> 4. Antes 800 horas
	2. Parada del pozo	Nivel de paradas y re-arrancadas del pozo	7. BAJO 8. MEDIO 9. ALTO	Mantenimientos preventivos	Nivel de mantenimientos preventivos	3. <b>Actual 2000 horas</b> 4. Antes 800 horas
				Fallas	Nivel de mantenimientos correctivos y cortes de energía	4. BAJO 5. MEDIO 6. <b>ALTO</b>

Fuente. Los Autores

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de Mantenimiento superficie.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Corte eléctrico	1. Variación de voltaje	Grado caídas de voltaje en la red 34,5KV	1. BAJO 2. MEDIO 3. <u>ALTO</u>			
	2. Interrupción de Suministro	Frecuencia cortes de energía	1. BAJO 2. <u>MEDIO</u> 3. ALTO			
Falla componente eléctrico – Intervención tercero	1. Variación voltaje VSD	Nivel en la variación en el voltaje de entrada al VSD	1. <u>BAJO</u> 2. MEDIO 3. ALTO			
	2. Tiempo de respuesta intervención tercero	Nivel de respuesta del servicio en servicio	1. BAJO 2. MEDIO 3. <u>ALTO</u>			
	3. Distancia de la base al pozo	Nivel de distancia de recorrido para la atención	1. CERCANO 2. <u>LEJANO</u>			
Falla Eléctrica	1. Falla en la línea de distribución	Nivel de exposición maleza en la línea y problemas en acometida eléctrica	1. <u>BAJO</u> 2. MEDIO 3. ALTO			
Cambio de frecuencias	1. Calidad del gas para la planta de generación	Nivel de afectación a los Hz del equipo BES	1. BAJO 2. <u>MEDIO</u> 3. ALTO			
Mantenimiento eléctrico	1. Mantenimiento Preventivo	Nivel de frecuencia y por ser un yacimiento fracturado al disminuir el mantenimiento se disminuye las diferidas	1. <u>Actual 2000 horas</u> 2. Antes 800 horas			

Fuente. Los Autores

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de Yacimientos.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Diagnóstico de Ingeniería	1. Capacidad de aporte del pozo – sistema de fondo OK.	Nivel de diferida por reducción de la capacidad de aporte del pozo (bajo nivel), estando el sistema de levantamiento artificial en buen estado que puede ser recuperado a través de un workover	10. BAJO 11. MEDIO 12. ALTO	Asfaltenos – Parafinas	Nivel de presencia de asfaltenos o parafinas en la cara de la formación	1. <b><u>NO</u></b> 2. <b>SI</b>
Bajo Nivel	1. Capacidad de aporte del pozo	Nivel de frecuencia de la reducción de la capacidad de aporte del pozo (bajo nivel) estando en el sistema de levantamiento artificial en buen estado y que ES RECUPERABLE	1. BAJO 2. MEDIO 3. <b><u>ALTO</u></b>			
Estudios de presión	1. Corrida toma de presiones	Nivel frecuencia de toma de presiones estáticas, PBU, pruebas especiales (requerimientos MME)	1. <b><u>BAJO</u></b> 2. MEDIO 3. ALTO			

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de Yacimientos.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Depletamiento del pozo	1. Capacidad de aporte del yacimiento	Nivel de reducción de la capacidad de aporte del pozo ajustado por su declinación estando el sistema de levantamiento artificial en buen estado y que <b>NO ES RECUPERABLE</b> y se hace necesario ajustar el potencial del pozo	1. <b>BAJO</b> 2. <b><u>MEDIO</u></b> 3. <b>ALTO</b>			
Toma de registro	1. Problemas de aporte del pozo no identificado	Frecuencia de parada debido a que el comportamiento del pozo no es el esperado y en los demás componentes no se encuentra causas, se realiza un diagnóstico para ver si en el pozo esta la causa (toma de datos, PLT, dinagramas, USI, eléctricos)	1. <b><u>BAJO</u></b> 2. <b>MEDIO</b> 3. <b>ALTO</b>			

Fuente. Los Autores

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de Eventualidades.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Falta de materiales	1. ausencia materiales para mantenimientos preventivos y correctivos	Nivel de frecuencia de pérdidas debido a la NO existencia de inventario de material que se solicita de forma periódica	13. BAJO 14. MEDIO 15. ALTO	Ubicación almacén de materiales	Lejanía del almacén hasta los pozos	3. <b>Entre 2 – 3 horas</b> 4. Más de 3 horas
Orden Público	1. Atentados a infraestructura petrolera en el área	Nivel de frecuencia de atentados a la infraestructura (interconexión eléctrica, oleoductos, líneas de flujo, estaciones de recolección, cabezas de pozo)	4. BAJO 5. <b>MEDIO</b> 6. ALTO			
Proyectos	1. Trabajos en líneas y facilidades de los pozos	Se paraliza la producción de un pozo debido a labores de construcción de facilidades al construir redes y facilidades de pozos nuevos o existentes	7. BAJO 8. <b>MEDIO</b> 9. ALTO			

**Indicadores y Subindicadores de riesgo para la categoría de Eventualidades.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Subcategoría	Indicadores			Subindicadores		
	Indicador	Descripción	Nivel	Subindicadores	Descripción	Nivel
Particulares	1. Pobreza en el área	Frecuencia de sabotaje y hurtos de componentes necesarios para el funcionamiento de los pozos	10. BAJO 11. <b>MEDIO</b> 12. ALTO			
Locación de Vías	1. Estado de vías	Nivel del estado de las vías o locaciones que impiden la movilización o montaje de equipos para trabajos de mantenimiento en superficie o subsuelo (factores climatológicos)	13. MALA 14. REGULAR 15. <b>BUENA</b>			

Fuente. Los Autores

## RELACIÓN DE EVENTOS DE PÉRDIDA CAMPO ORITO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

### Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Subsuelo. Campo Orito Bombeo Electrosumergible

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>SUBSUELO</b>	<b>Eficiencia Equipo Subsuelo-BES</b>	1. Calidad del Agua de Producción	1. MALA 2.REGULAR 3. BUENA	Entre mejor sea la calidad el agua de producción, menor será la posibilidad de pérdida por baja eficiencia del equipo de subsuelo.
		2. Inclinación Sitio Ubicación Bomba Subsuelo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Si la bomba es ubicada con un alto grado de inclinación, la posibilidad de pérdida en la eficiencia en la bomba será alta.
	<b>Espera de Mantenimiento del Equipo Subsuelo y Reacondicionamiento</b>	1. Disponibilidad de Equipo Contratado Propio	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. Volumen de Barriles de Crudo que se Pierden	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Entre mayor sea el volumen de crudo que se pierda en un pozo, rápidamente se dará inició del servicio.
		3. Equipo en Operaciones en Otras Áreas	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.

**Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Subsuelo.  
Campo Orito Bombeo Electrosumergible**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>SUBSUELO</b>	Reposición de la tubería	1. Taponamiento 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.
		2. Edad Tubería	1. 0-5 AÑOS 2. 5-10 AÑOS 3. MAS DE 10 AÑOS	Entre más vieja sea la tubería, mayor será la probabilidad de desgaste de esta con un posible cambió.
	Falla del equipo de fondo-BES	1. Incrustaciones en Partes 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.
		2. Parada del Pozo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Si se ocasionan muchas paradas del pozo, habrá la posibilidad de ruptura del eje de la bomba.
		3. Incremento Carga Columna de Fluido (cortes energía, fallas, mantenimientos)	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Si se incrementa la carga de la columna, podrá ocasionar una falla en el equipo.

Fuente. Los Autores

**Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Mantenimiento Superficie. Campo Orito Bombeo Electrosumergible**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>MANTENIMIENTO SUPERFICIE</b>	Corte Eléctrico	1. Variación Voltaje	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre mayor sea la variación de voltaje mayor será la probabilidad de cortes de energía eléctrico.
		2. Interrupción Suministro 34.5 kV	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre mayor sea la interrupción de suministro de 34.5 KV, mayor es la probabilidad de corte de energía eléctrica.
	Falla Componente eléctrico _intervención tercero	1. Variación Voltaje entrada VSD	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si se presentan bastantes variaciones de voltaje, podrá ocasionar falla en algún componente eléctrico del VSD.
		2. Tiempo de Respuesta Intervención Tercero	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si el tiempo de respuesta es baja por parte del contratista para solucionar el problema, podrá haber mayores pérdidas por fallas en el componente eléctrico.
		3. Distancia de la Base al Pozo	1. CERCAN O 2. LEJANO	Si la distancia entre el pozo y la base donde están los repuestos es lejano, podrá haber más pérdidas por la falla.
	Falla Eléctrica	1. Línea de Distribución	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si existe mayores fallas en el sistema de protección existirá repetidas paradas de los pozos y por consiguiente mayores pérdidas de los pozo por fallas eléctricas.
	Cambio frecuencias	1. Calidad del Gas para la Planta de Generación	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la calidad del gas es mala, se deberá disminuir la frecuencia del variador, ocasionando pérdidas por esta causa.
	Mantenimiento Eléctrico	1. Mantenimiento o Preventivo	1.Actual 2000 hrs. 2.Antes 800 hrs.	Si se logra disminuir la frecuencia de los mantenimientos preventivos eléctricos, menor serán las pérdidas por mantenimiento eléctrico.

Fuente. Los Autores

**Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Yacimientos.  
Campo Orito Bombeo Electrosumergible**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACION SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>YACIMIENTOS</b>	Diagnóstico de Ingeniería	1. Capacidad de Aporte Pozo-Sistema Fondo Operando o.k.	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la capacidad de aporte del pozo disminuye las pérdidas por diagnóstico de ingeniería aumentarán, debiéndose programar un workover para recuperarlo.
	Bajo Nivel	1. Capacidad de Aporte del Pozo	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la capacidad de aporte del pozo disminuye y se evidencia un problema que lo justifique y se pueda solucionar se presentará pérdidas de producción por el bajo nivel del pozo hasta que se haga el servicio para recuperar el potencial del pozo.
	Estudios de Presión	1. Corrida Toma de Presiones	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre mayor sea las corridas de toma de presiones para mejorar el diagnóstico del yacimiento o por sugerencias del Ministerio de Minas y Energía, mayor será el número de pérdidas de los pozos dependiendo del tiempo de estabilización.
	Depletamiento del pozo	1. Capacidad de Aporte al Yacimiento	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si la capacidad de aporte del pozo disminuye y no se encuentra las causas de su posible afectación, se tendrá que asumir las pérdidas hasta que termine el mes y se ajuste.
	Toma Registro	1. Problemas de Aportes del Pozo no Identificado	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si el pozo presenta problemas que pueden ser atribuidas a una falla en nunca variable del componente de subsuelo, se efectúan registros de producción tendientes a direccionar la mejor estrategia para recuperar y disminuir las pérdidas por toma de registros.

Fuente. Los Autores

**Relación Eventos de Pérdida – Indicadores en la Categoría Eventualidades.  
Campo Orito Bombeo Electrosumergible**

CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA	Indicador	Nivel	RELACIÓN SUBCATEGORÍA-INDICADOR
<b>EVENTUALIDADES</b>	Falta Materiales	1. Ausencia Materiales para Mantenimientos Preventivos y Correctivos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	La falta de materiales ocasionará mayores pérdidas por falta de materiales.
	Orden Público	1. Atentados a la Infraestructura Petrolera del Área	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Entre menor sea la posibilidad de atentados a la infraestructura de los pozos y facilidades menor podrá ser la pérdida de ésta.
	Proyectos	1. Trabajos en Líneas y Facilidades de los Pozos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si se realizan trabajos mayores en las líneas y facilidades de los pozos en aras de mantener o ampliar las capacidades, se podrán presentar mayores pérdidas por proyectos.
	Particulares	1. Pobreza en el Área	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Si el área de pobreza del área de influencia es crítica y no existen proyectos tripartitas que realmente ataquen una deficiencia de bien común, podrá haber presión de particulares hacia la compañía apagándolos.
	Locación y Vías	1. Estado de Vías	1. MALA 2. REGULAR 3. BUENA	Si estado de las vías es deplorable, podrá haber momentos en el cual no se pueda acudir con oportunidad al pozo que presente un problema y por consiguiente se podrá presentar un incremento de pérdidas por el estado de las vías y locaciones.

Fuente. Los Autores

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

### Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Subsuelo. Campo Orito – Bombeo Electrosumergible

Indicador	Nivel	Subindicadores	Nivel	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Calidad del Agua de Producción	1. MALA 2.REGULAR 3. BUENA	Programa de Inhibición Carbonatos en Sarta Tubería	1. Si 2. <b>No</b>	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..
		Inhibición de Carbonatos Matricial	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3.ALTO	Si se realiza inhibición de carbonatos matricial, se mejorará el agua del yacimiento hasta los tanques de producción.
Taponamiento Tubería	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Programa de Inhibición Carbonatos en Sarta Tubería	1. Si 2. <b>No</b>	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.
		Inhibición de Carbonatos Matricial	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3.ALTO	Si se realiza inhibición de carbonatos matricial, se mejorará el agua del yacimiento hasta los tanques de producción.
Incrustaciones en Partes Bomba	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Programa de Inhibición Carbonatos en Sarta Tubería	1. Si 2. <b>No</b>	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 incrustaciones en alguna parte de la bomba.
		Inhibición de Carbonatos Matricial	1. BAJO 2. <b>MEDIO</b> 3.ALTO	Si se realiza inhibición de carbonatos matricial, se mejorará el agua del yacimiento hasta los tanques de producción evitando incrustaciones en alguna parte de la bomba.

Fuente. Los Autores

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Subsuelo.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible**

Indicador	Nivel	Subindicadores	Nivel	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Parada del Pozo	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Mantenimiento Preventivos	1. <u>Actual 2000 hrs.</u> 2.Antes 800 hrs.	Entre menor sean los tiempos entre los mantenimientos preventivos y su frecuencia, mayor serán la parada de los pozos.
		Fallas	1. BAJO 2.MEDIO 3. <u>ALTO</u>	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.
Incremento Carga Columna de Fluido (cortes energía, fallas, mantenimientos)	1. BAJO 2.MEDIO 3.ALTO	Mantenimiento Preventivos	1. <u>Actual 2000 hrs.</u> 2.Antes 800 hrs.	Entre menor sean los tiempos entre los mantenimientos preventivos y su frecuencia, mayor será la posibilidad de incremento de carga por el aumento instantáneo de BS&W de los pozos.
		Fallas	1. BAJO 2.MEDIO 3. <u>ALTO</u>	Entre menor sea la frecuencia de fallas de la parte mecánica y eléctrica de los equipos, menor será la posibilidad de incremento de carga por aumento de BS&W en el fondo de los pozos.

Fuente. Los Autores

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Yacimientos.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible.**

Indicador	Nivel	Subindicadores	Nivel	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Capacidad de Aporte Pozo-Sistema Fondo Operando o.k.	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Asfáltenos-Parafinas	1. <u>No</u> 2. Si	Si no existe precipitación de asfaltenos o parafinas o ambas, la capacidad de aporte de los pozos disminuirá.
		Carbonatos	1. No 2. <u>Si</u>	Si existe precipitación de carbonatos en la formación, seguramente disminuirá la capacidad de aporte de los pozos.

Fuente. Los Autores

**Relación de Indicadores y Subindicadores en la Categoría Eventualidades.  
Campo Orito – Bombeo Electrosumergible.**

Indicador	Nivel	Subindicadores	Nivel	RELACION INDICADOR-SUBINDICADOR
Ausencia Materiales para Mantenimientos Preventivos y Correctivos	1. BAJO 2. MEDIO 3. ALTO	Ubicación Almacén de Materiales	1. <u>Entre 2-3 hrs.</u> 2. Mayor 3 hrs.	Entre mayor sea la distancia de disponibilidad de los materiales claves para los mantenimientos, mayor podrá ser la posibilidad de ausencia de estos en el momento de su uso.

Fuente. Los Autores