

PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE
PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN SEGÚN
POZOS A, B Y C.

JUAN CAMILO GÓMEZ CAIPA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE
PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN SEGÚN
POZOS A, B Y C.

JUAN CAMILO GÓMEZ CAIPA

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Alberto Ríos González
Ingeniero de Petróleos.

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

Nota de Aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Bogotá D.C, Junio 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Director del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. José Humberto Cantillo Silva

Director de Investigaciones

Ing. Armando Fernández Cárdenas

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Es el momento de agradecer por terminar mi carrera universitaria a todas aquellas personas que me brindaron su apoyo a lo largo de esta etapa.

A mis padres y hermana por enseñarme que con esfuerzo, trabajo y dedicación siempre cumpliré mis metas, así mismo por estar cada día pendiente de que no me faltara nada, por regalarme siempre una sonrisa y mostrarme el camino de la vida.

A mi primo Camilo Reyes C, por todo su apoyo incondicional.

A mi amigo José Leiva quien desde el principio de carrera fue una persona leal.

A todos los docentes que hicieron parte de este proceso de aprendizaje y me dieron las bases para en un futuro ser un excelente profesional, y que gracias a ellos pude desarrollar mi trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	22
1. DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN POZOS A Y B	23
1.1 ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	23
1.2 MARCO GEOLÓGICO	23
1.2.1 Columna estratigráfica	23
1.2.2 Estratigrafía	25
1.3 DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS	30
1.3.1 Objetivo de la perforación	31
1.3.2 Columna geológica esperada	32
1.3.3 Programa de toma de información	32
1.3.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación	33
1.3.5 Determinación de los gradientes de presión (formación y fractura)	33
1.3.6 Selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento	34
1.3.7 Selección de la geometría del pozo.	34
1.3.8 Selección y programa de los fluidos de perforación	35
1.3.9 Diseño de las tuberías de revestimiento	35
1.3.10 Diseño de la cementación	35
1.3.11 Diseño de las sartas de perforación	36
1.3.12 Programas de control de brocas	36
1.3.13 Programa hidráulico	37
1.3.14 Perforación direccional	37
1.4 PROGRAMA OPERACIONAL DE PERFORACIÓN	37
1.4.1 Actividades	37
1.4.2 Condiciones previas a la operación	38
1.4.3 Procedimiento Operacional	38

1.4.4 Recomendaciones Generales	38
1.5 INFORME DE ENTREGA DE TURNO	38
1.6 CONSTRUCCIÓN DE LAS LINEAS DE TIEMPO PARA LOS POZOS A Y B	38
1.7 POZO A	39
1.8 POZO B	41
1.9 PROBLEMAS A TRABAJAR SEGÚN DIAGNOSTICO DE POZOS A Y B	42
2. METODOLOGÍA CAUSA-RAÍZ	43
2.1 ETAPAS DE UN ANÁLISIS DE CAUSA-RAÍZ	43
2.1.1 Recolección de dato	43
2.1.2 Evaluación o diagnóstico	43
2.1.3 Acciones Correctivas	44
2.1.4 Informe	44
2.1.5 Seguimiento	44
2.2 ÁRBOL DE REALIDAD ACTUAL	46
2.3 ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS	46
2.3.1 Puertas	47
2.3.2 Tipos de Figuras	47
2.4 DIAGRAMA DE INTERRELACIÓN	50
2.5 DIAGRAMA DE ISHIKAWA (ESPINA DE PESCADO)	50
2.6 DIAGRAMA DE PARETO	51
2.7 TRIPOD BETA	52
3. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA UN ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DURANTE LA ETAPA DE PERFORACIÓN	54
3.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	54
3.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	54
3.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	55
3.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	55
3.5 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES	56
3.6 ENTREGA DE INFORME	56

4. PROCEDIMIENTO APLICADO AL POZO C	57
4.1 SELECCIÓN DEL OBJETO ESTUDIO	57
4.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	57
4.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	57
4.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	59
4.5 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES	66
4.5.1 Pérdida de circulación	66
4.5.2 Pega de tubería	72
4.6 ENTREGA DE INFORME	76
4.6.1 Descripción del evento no deseado.	76
4.6.2 Eventos presentados de manera previa a que sucediera evento no deseado.	76
4.6.3 Análisis de eventos no deseados	77
4.6.4 Listado de las causas raíz	78
4.6.5 Análisis de causas raíz	78
5. CONCLUSIONES	80
6. RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	82
ANEXOS	86

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de Los Llanos Orientales	24
Figura 2. Perfil de presión	34
Figura 3. Línea de tiempo pozo A	40
Figura 4. Línea de tiempo pozo B	40
Figura 5. Secuencia para una evaluación	44
Figura 6. Árbol de realidad actual	46
Figura 7. Tipos de figuras árbol lógico de fallas	48
Figura 8. Árbol lógico de fallas	49
Figura 9. Ejemplo de un diagrama Ishikawa	51
Figura 10. Esquema Tripod Beta	53
Figura 11. Organización de la información	55
Figura 12. Parámetros que revisar en la toma de información	58
Figura 13. Encabezado matriz	59
Figura 14. Causa raíz por caracterización de la formación	69
Figura 15. Causa raíz por parámetros operacionales	70
Figura 16. Causa raíz por propiedades del fluido	72
Figura 17. Orden de causas para perdida de circulación	72
Figura 18. Causa raíz por mala limpieza de pozo	74
Figura 19. Causa raíz por control direccional	75
Figura 20. Causa raíz por diseño de BHA	76

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Diagrama de Pareto	52
Gráfica 2. Diagrama de Pareto para pozo C	65
Gráfica 3. Pérdida de circulación	68
Gráfica 4. Causa raíz propiedades del fluido	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Configuración para la selección de la geometría de pozo	35
Tabla 2. Ejemplo de un programa de brocas	37
Tabla 3. Listado de efectos	60
Tabla 4. Eventos en pozo C	62
Tabla 5. Caracterización de la formación	67
Tabla 6. Caracterización de la formación según información	68
Tabla 7. Propiedades del fluido	70
Tabla 8. Propiedades del fluido pozo C	70
Tabla 9. Identificación de mecanismo de pega de tubería	73

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Principales campos de la cuenca de los Llanos Orientales	23
Cuadro 2. Tipos de toma de información en pozo	32
Cuadro 3. Datos clave para la selección de brocas	36
Cuadro 4. Diagnóstico de pozos A y B	42
Cuadro 5. Resumen de métodos análisis causa raíz	45
Cuadro 6. Parámetros para la entrega de informe	56
Cuadro 7. Barreras de control y defensa para pérdida de circulación	66
Cuadro 8. Barreras de control para pega de tubería	74
Cuadro 9. Análisis eventos no deseados para pérdida de circulación	77
Cuadro 10. Análisis eventos no deseados para pega de tubería	78
Cuadro 11. Resumen análisis causa raíz	78

LISTA DE ECUACIONES

pág.

Ecuación 1. Porcentaje de causa

51

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Matriz análisis causa raíz para problemas operacionales durante la perforación.	87
Anexo B. Manual Operativo.	88

ABREVIATURAS

Las abreviaturas presentadas a continuación serán usadas a lo largo de todo el documento:

Ppg	Pounds Per Galon (Libras por galón)
Km	Kilómetros
ROP	Rate of Penetration (Velocidad de Penetración)
RPM	Revoluciones por minuto.
MD	Mesure Depth
TVD	True Vertical Depth
mD	Milidarcies
°F	Grados Fahrenheit
ft	Pies
psi	pounds per square inch
BHA	Bottom Hole Assembly
plg	Pulgadas
BES	Bombeo Electro Sumergible
PDC	Policristalin Diamond Compact
RSS	Rotary Steerable System
WOB	Weight on Bit
GPM	Galones por minuto.
Fm	Formación
CSG	Casing
Q	Caudal
KOP	Kickoff Point
NPT	Non Productive Time (Tiempo no productivo)
DST	Drill Stem Test
LCM	Lost Circulation Material (Material de Perdida de Circulación)
ODR	Original Drilling
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.

GLOSARIO

ANÁLISIS CAUSA RAÍZ: método por el cual se estima la prevención y/o solución de un problema a través de distintas herramientas o metodologías para establecer las causas de un evento no deseado.

ÁRBOL DE REALIDAD ACTUAL: según Lao et al¹ esta metodología analiza las relaciones causa y efecto entre los efectos no deseados, con el objetivo de encontrar el problema raíz.

ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS: herramienta que permite determinar las causas principales y de forma paralela la interacción de las mismas para llegar a un evento no deseado.

BARRERA DE CONTROL: se refiere al mecanismo o procedimiento que debe ejecutarse de tal forma que lo que se esté realizando no falle.²

BARRERA DE DEFENSA: se refiere al mecanismo o procedimiento que se debe aplicar en caso de que falle lo que se está realizando.³

BOTTOM HOLE ASSEMBLY: arreglo de tubería y equipos necesarios para el completamiento de un pozo. Para el proceso de perforación se hace referencia a equipos de fondo, broca y tubería de perforación.

CAUSA RAÍZ: origen de un problema definido, el cual puede estar relacionado con el personal, los procesos de trabajo y/o mal uso de las tecnologías.

DIAGRAMA DE INTERRELACIÓN: herramienta que permite la identificación de las conexiones lógicas entre diferentes ideas o datos relacionados con un problema determinado mediante forma gráfica.⁴

DIAGRAMA DE ISHIKAWA (DIAGRAMA DE ESPINA DE PESCADO): según la Escuela técnica superior de ingenieros industriales⁵ es una herramienta de análisis que permite visualizar las causas que explican un determinado problema de forma gráfica, debido a su estructura esta herramienta también es conocida como diagrama de espina de pescado.

¹ GUILARTE, Elizabeth. LAO, Yosvani y PÉREZ, Milagros. Restricciones físicas para el emprendedurismo en el sector no estatal. Análisis empírico. Octubre, 2015. p. 5.

² U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. Febrero, 1992. p. 7.

³ *Ibíd.*, p. 7.

⁴ LÓPEZ, Jesús. Control estadístico de la calidad. Febrero, 2018. p. 7.

⁵ ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES. Gestión de la calidad, la seguridad y el medio ambiente. (4º organización industrial). Marzo, 2018. p. 1.

DIAGRAMA DE PARETO: herramienta de carácter gráfico la cual permite establecer los aspectos de mayor impacto en una situación determinada.

DOG LEG: cambio de inclinación y azimuth por unidad de longitud de sección perforada y la forma de ser expresada es en grados/100 pies.

KEPNER TREGOE: método que permite la toma de decisiones mediante la obtención, priorización y evaluación de información. También se conoce como matriz de perfil competitivo.⁶

KICKOFF POINT: profundidad en la cual se empieza a realizar la curva en un pozo desviado.

MORT: es un procedimiento analítico para investigar las causas y los factores contribuyentes a los accidentes e incidentes.⁷

ORIGINAL DRILLING (ODR): evento que registra todas las actividades desarrolladas a partir del recibo del equipo de perforación hasta la sacada del BHA después de la cementación del último revestimiento o perforación de la última sección, en el caso de terminación en hueco abierto.⁸

PEGA DE TUBERÍA: situación que genera la suspensión de las operaciones planeadas ya que la fuerza de hueco abajo no permite el movimiento de la sarta fuera del hueco.⁹

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN: pérdidas medibles del lodo (fase líquida y fase sólida) a la formación. Puede ocurrir a cualquier profundidad durante cualquier operación.¹⁰

SURVEY: recopilación de datos sobre la inclinación, profundidad y azimuth del BHA en un punto determinado.

TIEMPO NO PRODUCTIVO (NON PRODUCTIVE TIME – NPT): tiempo no productivo asociado a operaciones no planeadas debido a eventualidades. Cada NPT debe generar consigo una lección aprendida.¹¹

⁶ AMAYA, Correa. El método DOFA, un método muy utilizado para diagnóstico de vulnerabilidad y planeación estratégica. Abril, 2010. p. 2.

⁷ THE NOORDWIJK RISK INITIATIVE FOUNDATION. NRI MORT user's manual for use with the management oversight & risk tree analytical logic diagram. Diciembre, 2009. p. 13.

⁸ ECOPETROL S.A., Cartilla de gestión de la información de operaciones de perforación en OpenWells-ECP, Febrero, 2014. p. 3.

⁹ THE BRITISH PETROLEUM COMPANY. Training to reduce unscheduled events. 2011. p. 22.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 55.

¹¹ AAMODT, Agnar; GUNDERSEN, Erik y SKALLE, Pál. Detection of symptoms for revealing causes leading to drilling failures. Junio, 2013. p. 1.

TRIPOD BETA: procedimiento empleado para el análisis causa raíz patentado por Shell. Es recomendable su uso en procedimientos que requieran un análisis profundo y detallado.

WELL PLANNING: programa de operaciones con tiempos de ejecución determinados que se estiman para el desarrollo del evento y continúa con la codificación de actividades y sub-actividades, además de asociar el manejo de los costos presupuestados por el reporte Cost Estimate and AFE.¹²

¹² ECOPETROL S.A., Op. Cit., 3.

RESUMEN

El objeto de este documento es determinar una metodología de análisis causa raíz para llegar a diagnosticar la causa de los problemas operacionales presentados en el pozo C, y así, generar lecciones aprendidas que puedan prevenir problemas operacionales.

En el desarrollo del proyecto se llevó a cabo una descripción general de la geología de la zona, junto con, un diagnóstico de problemas operacionales en los pozos A y B mediante el uso de distintos diagramas de flujo, con el fin de establecer la base de la matriz que se entregara como producto final del presente proyecto. Los diagramas de flujo empleados fueron el de árbol lógico de fallas y el de árbol de realidad actual.

Se realiza una descripción de las herramientas para el análisis de causa raíz, con el fin de hacer una selección adecuada de un diagrama de flujo que determine el procedimiento más eficiente al momento de establecer el origen del problema operacional.

Para la metodología propuesta se establecieron seis etapas: En la primera etapa se realiza la selección del objeto de estudio, para este caso únicamente podía ser uno o varios pozos que tuvieran pérdidas de circulación y/o pega de tubería. La segunda etapa consiste en la recolección de información, para la cual se hizo el uso de los distintos informes de perforación pertinentes. La siguiente etapa establece la organización de información a través de la matriz propuesta, y de esta manera se puede proceder a la cuarta etapa en la que se hizo el análisis de la gráfica suministrada por la herramienta, para así, establecer los problemas operacionales con mayor porcentaje de ocurrencia, se continua con la quinta etapa que consiste en realizar el respectivo diagnóstico de análisis causa raíz, en el que se establecieron los eventos previos y condiciones iniciales que desencadenaron el problema operacional, determinando así la causa raíz del mismo. En la última etapa, se establecieron seis parámetros para la redacción del informe, con el fin, de generar las lecciones aprendidas.

El análisis causa-raíz fue aplicado al pozo C, con el fin de validar la metodología propuesta anteriormente, y de esta manera determinar las condiciones iniciales, eventos previos al problema operacional y la causa raíz que generó dicho problema.

Palabras Clave: Análisis de causa raíz, Metodología, Problemas operacionales perforación, Diagrama pareto, Árbol lógico fallas, Árbol realidad actual.

INTRODUCCIÓN

Para obtener el hidrocarburo presente en una zona ya probada se debe hacer un trabajo de perforación, este proceso tiene muchas variables que pueden desembocar en un problema operacional generando tiempos no productivos, lo cual afecta económicamente a la empresa encargada de realizar dicho procedimiento. Es por esto, que se recomienda realizar un análisis causa raíz previamente o durante la perforación para de esta forma disminuir o evitar el problema operacional.

El análisis causa raíz se hace como método de prevención y/o solución de un problema a través de la identificación de sus causas. Para hacer uso de esta metodología se requiere llevar a cabo distintos pasos que irán determinando los eventos no deseados, como las respectivas condiciones iniciales que se tenían en la operación.

Sin embargo, las metodologías establecidas para determinar la causa raíz son netamente descriptivas, es por esto, que se busca agregar una manera de cuantificar porcentualmente la posibilidad de que ocurra un problema operacional en la perforación de un pozo y así mismo trabajar directamente en el problema que genere mayor impacto.

Es por esto, que durante este proyecto se propone el uso del diagrama de Pareto, ya que permite establecer el porcentaje de ocurrencia frente al número de eventos totales, el diagrama estará intrínseco en la metodología propuesta para la validación del análisis causa raíz que se le realizará al pozo C.

Por lo tanto, el capítulo uno presenta un diagnóstico de problemas operacionales para los pozos A y B, mediante el uso de los diagramas de flujo árbol de la realidad actual y el árbol lógico de fallas. En el capítulo dos se encuentran las bases teóricas que describen un análisis causa raíz y el proceso de selección del diagrama de flujo para dicho análisis. En el capítulo tres se encuentra la metodología propuesta para realizar un análisis causa raíz a un pozo que presenta el problema operacional. En el capítulo cuatro se expone el procedimiento aplicado al pozo C con su respectiva validación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología para el análisis causa raíz de problemas operacionales durante la perforación según pozos A, B y C.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Diagnosticar los problemas operacionales en los pozos de análisis.
2. Seleccionar el diagrama de flujo adecuado para los análisis causa raíz.
3. Establecer una metodología para el análisis causa raíz de problemas operacionales según los pozos de análisis.
4. Validar la metodología propuesta de análisis causa raíz con un pozo de estudio ya perforado.

1. DIAGNOSTICO DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN POZOS A Y B

En este capítulo se exponen problemas potenciales que puede llegar a abarcar la operación de perforación mediante el diagnóstico de los pozos A y B, los cuales se encuentran ubicados en el campo estudio, dicho procedimiento se llevara a cabo mediante el uso de las distintas fuentes de información de los procedimientos operacionales presentes como lo vienen siendo el diseño para la perforación del pozo, el programa operacional y los informes de entrega de turno.

1.1 ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Es una de las cuencas más grandes de Colombia, llegando a tener una extensión de 225.603 km², siendo conformada por 337 campos petroleros de los cuales se obtiene el 68.9% de la producción del país. En cuanto a la composición del crudo producido, el 68.6% corresponde a crudos pesados, el 12.8% a crudos medianos y el 5.6% a crudos livianos.¹³

En el **Cuadro 1** se puede observar la distribución de producción promedio de los campos más representativos de la cuenca en el año 2015, junto con la participación en la producción total y su respectiva gravedad API.

Cuadro 1. Principales campos de la cuenca de los Llanos Orientales

Campo	Producción promedio 2015 (BPD)	Participación en la producción total (2015)	Gravedad API
Rubiales	163.662	16,3%	12,9
Castilla	74.171	7,4%	12,1
Quifa	56.202	5,6%	13,9
Castilla Norte	24.724	2,5%	12,1
Chichimene	49.290	4,9%	18,4
Caño Limón	23.108	2,3%	28,6

Fuente. MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. 2016. 16 p. Modificado por el autor.

1.2 MARCO GEOLÓGICO

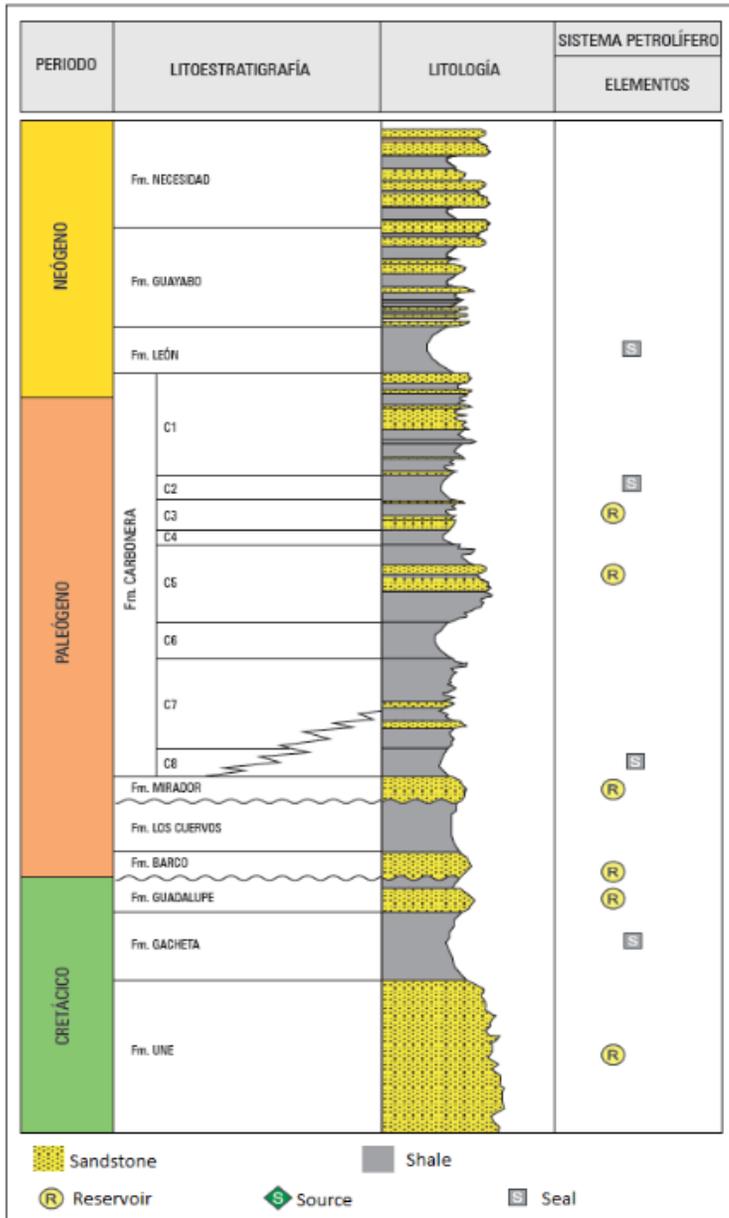
Durante la siguiente sección se encuentra los aspectos geológicos de la cuenca de los llanos orientales, junto con la estratigrafía y su respectiva geología.

1.2.1 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica presentada en la **Figura 1**, comprende la secuencia geológica que compone la cuenca de los Llanos

¹³ MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. 2016. 16 p.

Orientales, a su vez, expone las formaciones presentes y las rocas que hacen parte de la misma, las cuales abarcan un lapso de tiempo que va desde el Cretácico hasta el Neógeno.¹⁴

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de Los Llanos Orientales



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, p. 46.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012

1.2.2 Estratigrafía. Esta sección contiene una descripción breve de las formaciones geológicas presentes a lo largo de la cuenca de los Llanos Orientales.

1.2.2.1 Formación Une. Hubach 1957¹⁵ inicialmente describe y propone el nombre para la unidad, con el fin de referirse a una secuencia de areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas en su parte media. Las areniscas se encuentran en potentes bancos con estratificación inclinada e bajo ángulo, a su vez el color se define como gris oscuro, pero también presentan capas de colores claros.

La edad de la Formación Une ha sido considerada Albiano a Cenomaniano¹⁶, y su ambiente de depositación se interpreta como “deltaico con influencia marina”;¹⁷ el espesor varía hacia el noroeste con un valor de 50 a 350 pies en el Meta, 300 a 600 pies en Arauca y llega hasta los 650 pies en el piedemonte llanero.^{18 19}

Por último mencionar que esta secuencia cretácica ha sido nombrada de distintas maneras, puesto que, en el departamento del Meta, el grupo de areniscas correspondientes a la Formación Une se le denomina como K2.²⁰

1.2.2.2 Formación Gachetá. Representa la máxima transgresión del Cretácico hacia el oriente y sureste, siendo está la causa por la cual el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe.²¹

Según el geólogo Carlos Julio Morales²² esta formación está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, así mismo presenta una baja presencia de areniscas junto con un contenido variable de glauconita, en algunos casos presenta también bajos niveles de calcáreos.

¹⁵ INGEOMINAS. Instituto Colombiano de Geología y Minería. Geología del piedemonte llanero en la cordillera oriental, departamentos de Arauca y Casanare. Mayo, 2010. p. 23.

¹⁶ BURGL, Hubach. Sedimentación cíclica en el geosinclinal cretáceo de la cordillera oriental de Colombia. Instituto Geológico Nacional. Bogotá, 1961a.

¹⁷ BURGL, Hubach. Bioestratigrafía de la sabana de Bogotá y sus alrededores. Instituto Geológico Nacional. Bogotá, 1957.

¹⁸ CAMPBELL, Craddock. A section through the cordillera oriental of Colombian between Bogotá and Villavicencio. Society of Petroleum Geologist and Geophysicist. Bogotá, 1962.

¹⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 47.

²⁰ Ibid., p. 47.

²¹ Ibid., p. 48.

²² MORALES, Carlos. Integración de la cartografía geológica de los Llanos Orientales: Departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento del Casanare – planchas 248, 249, 250, 251, 252, 267, 268, 269, 270 Y 271, Instituto Colombiano de Geología y Minería. [en línea] Septiembre 2010 [consultado en Septiembre de 2017] Disponible en Word Wide Web: <https://es.scribd.com/document/373395528/Estratigrafia-de-Lacuena-Llanos-Orientales>

Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca, con respecto al espesor es aproximadamente de 600 pies, a su vez, es una de las formaciones más productoras de la cuenca.²³

Estas rocas se encuentran pobremente cementadas entre el frente de la cordillera plegada y el cratón adyacente, sin embargo, esto cambia cerca al piedemonte, así mismo los valores de porosidad son alrededor del 20% y llega a disminuir hasta el 10% respectivamente.²⁴

1.2.2.3 Formación Guadalupe. Consiste de una secuencia de areniscas masivas de grano grueso a medio pobremente seleccionada, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón.²⁵ Según distintos estudios su edad fue determinada en el Campaniano.

Los ambientes deposicionales incluyen costa inferior, canales de estuarios, canales y barras marinas influenciados por las olas y fluviales con influencia estuarina, debido a esto, las areniscas predominantes son de grano medio a granos de cuarzo bien clasificados y fragmentos intrabasales (fosfatos y glauconita), por lo cual, según Folk²⁶ estas areniscas se clasifican como cuarzo arenitas.

Al igual que la Formación Gachetá es una de las formaciones productoras de la cuenca con un espesor general de 600 pies, sin embargo, cerca del piedemonte llanero este espesor aumenta a más de 600 pies.²⁷

1.2.2.4 Formación Barco y Formación Los Cuervos. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas de Formación Los Cuervos.²⁸

Según Notestein, Hubman & Bowler²⁹ la edad de la Formación Barco, corresponde a Eoceno inferior, también carece de fósiles debido a su posible origen continental y su espesor llegar a variar entre los 490 y 915 pies, así mismo, suprayace la Formación Guadalupe con un contacto discordante e infrayace la Formación Los Cuervos con un contacto concordante. Como ambiente sedimentario se tiene una

²³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 48.

²⁴ CEDIEL, Fabio; OJEDA, German. Petroleum geology of Colombia. Diciembre, 2013. p. 103.

²⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 48.

²⁶ CEDIEL. Op, Cit., p. 103.

²⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 48.

²⁸ Ibid., p. 49.

²⁹ HOFFSTETTER, Robert. Amérique Latine. Paris, 1974. p. 82.

secuencia transgresiva de influencia marina y hacia el tope de la formación hay una transición de llanura aluvial y planicies costeras.³⁰

La Formación Los Cuervos litológicamente consta de lutitas carbonáceas, gris oscuras, arcillitas intercaladas con limolitas micáceocarbonosas, areniscas de grano fino y carbones, por encima de la sucesión carbonosa la formación presenta arcillitas generalmente sideríticas.³¹

1.2.2.5 Formación Mirador. Al día de hoy las areniscas presentes en esta formación hacen parte del reservorio más importante de la cuenca, se trata de areniscas masivas con diferentes granulometrías, compuestas por cuarzo hacia la parte superior de la secuencia.³²

Garner³³ describe la formación como una arenisca masiva, gruesa, conglomerática, de color blanco a marrón rojizo, así mismo, las areniscas de la parte inferior de la formación suelen estar generalmente dispuestas en capas más delgadas que las de la parte superior.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias en la Formación Los Cuervos, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de la cuenca.³⁴

1.2.2.6 Formación Carbonera. Esta secuencia litológica está distribuida ampliamente en la cuenca, consiste en una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón, depositados en ambientes que varían de marino transicional a continental.³⁵

Consta también de arcillitas grises a gris verdoso y pardas con areniscas y con algunos lechos de lignito en su parte inferior y superior. Las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de 3.28 pies hasta los 100 pies.³⁶

Esta formación se ha dividido en ocho unidades en el área del piedemonte llanero (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son los sellos más importantes de la región y los impares son los miembros ricos en arena C3, C5 y C7 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial C7.³⁷

³⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 37.

³¹ HOFFSTETTER. Op, Cit., p. 334.

³² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 49.

³³ HOFFSTETTER. Op, Cit., p. 367.

³⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 49.

³⁵ Ibid., p. 50.

³⁶ HOFFSTETTER. Op, Cit., p. 113.

³⁷ CEDIEL. Op, Cit., p. 104.

A continuación, se procede a explicar cada una de las unidades que dividen la Formación Carbonera.

- ❖ **Unidad C8 (Unidad E4).** Caracterizada por una secuencia homogénea de Lutitas gris verdosa, verde oscuro, local verde olivia, con intercalaciones menores de arcillolita y limolita marrón claro o pardo oscuro, con nódulos de siderita acompañados de pequeños lentes arenosos hacia la parte basal.³⁸

El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la formación carbonera. Esta unidad presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.³⁹

- ❖ **Unidad C7 (Unidad T1).** El espesor neto de la arena del miembro Carbonera C7 alcanza los 213 pies en el pozo Caño Garza-1. En otros lugares, el espesor de arena de este miembro es inferior a 100 pies.⁴⁰ La porosidad máxima en el pozo Dorotea-1 oriental es 31.3%, y los valores mínimos en la parte oeste son 8.5% en el pozo Tame-1.⁴¹

A su vez, se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco.⁴²

- ❖ **Unidad C6 (Lutita E3).** Tiene un máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa de 600 pies. Hacia el este se reduce hasta el punto de tener un promedio de 125 pies.⁴³ A su vez, está constituido principalmente por intercalaciones de lutitas y arcillolitas al tope y niveles de arena en la base, que marcan la entrada a la unidad C7. Se identifican trazas de pirita, carbón y dolomita.⁴⁴

³⁸ ARIAS, Heydy. Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la cuenca de Los Llanos Orientales (municipios de Acacias y Castilla la Nueva, departamento del Meta). Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingeniería, 2012. 42 p.

³⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 50.

⁴⁰ ECOPETROL. Cuenca de Los Llanos Orientales, Estudio geológico regional. Volumen 1, Texto, 198 p., Volumen 2, figura. 137. Bogotá, 1995.

⁴¹ CEDIEL. Op, Cit., p. 110.

⁴² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 51.

⁴³ Ibid., p. 51.

⁴⁴ DUARTE, Paula., PRADA, María. Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del pozo A en el campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2016. 29 p.

- ❖ **Unidad C5.** El espesor de la arena del miembro Carbonera C5 alcanza los 291 pies en el pozo Cumaral-1 y más de 100 pies al NE cerca de la frontera entre Colombia-Venezuela y el río Meta.⁴⁵ Los valores de porosidad promedio son más del 30% en la parte más oriental de la cuenca (33% en el pozo SV-5 y 33.4% en el pozo Clara-1) y menos del 10% cerca del piedemonte.⁴⁶

La unidad C5 está compuesta por una alternancia de lutitas color gris claro a gris medio, arcillolitas grises y de arenas poco consolidadas de grano grueso, el espesor varía entre los 50 y 300 pies.⁴⁷ Además presenta depósitos marinos marginales someros depositados en aguas salobres.⁴⁸

- ❖ **Unidad C4.** Según la ANH ⁴⁹ las características litológicas de esta unidad no siempre son evidentes, sin embargo, se sabe que está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el piedemonte llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena-1, al noreste. El máximo espesor registrado es de 1.050 pies en el pozo Guacavía-1.
- ❖ **Unidad C3.** Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas. Es posible encontrar delgadas capas de arcillolitas entre las capas de arenisca, donde dichos contactos son irregulares.⁵⁰ C3 tiene un espesor neto promedio del yacimiento entre 25 y 30 pies.⁵¹ Por otro lado, la porosidad promedio es del 30.2% en el pozo oriental Clara-1 y del 10.4% en el pozo occidental Cusiana -1.⁵²
- ❖ **Unidad C2 (Lutita E).** Después de la formación León, es el sello mejor desarrollado y el de mayor extensión hacia el este. Su composición es prácticamente lutitas y limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, sin embargo, en la parte suroccidental llega a alcanzar un espesor mayor a 900 pies en el pozo Medina-1.⁵³
- ❖ **Unidad C1 (Areniscas superiores de carbonera).** Está compuesta por una alternancia de arenas, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises, a su vez, se encuentra sellada por las lutitas de la formación León.

⁴⁵ ECOPETROL. Op, Cit., p. 137.

⁴⁶ CEDIEL. Op, Cit., p. 110.

⁴⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 51.

⁴⁸ CARREÑO, Francisco; MÁCIAS, Juan. Aplicación de la metodología Tripod Beta modificada para el diagnóstico de las causas raíz de los problemas operacionales presentados en la perforación de los pozos K, L y M en el campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2017. 30 p.

⁴⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 51.

⁵⁰ Ibid., p. 51.

⁵¹ ECOPETROL. Op, Cit., p. 137.

⁵² CEDIEL. Op, Cit., p. 110.

⁵³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 52.

Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1 y Cumaral-1.⁵⁴

La unidad C1 alcanza más de 200 pies de espesor neto del yacimiento cerca del campo Apiay. Los valores de porosidad van del 30% en la parte oriental de la cuenca a menos del 10% en el piedemonte.⁵⁵

1.2.2.7 Formación León. Representa la última invasión de los mares terciarios de la cuenca, se encuentra compuesta por capas gruesas de lutitas grises en su mayoría lo que la hace actuar como formación sello; Alcanza espesores máximos de 2500 pies en los sectores de Chaparral-1 y 1980 pies en Arauca-1.⁵⁶

Kehrer coloca la parte superior de la Formación León en el Mioceno, mientras que, Notestein, Hubman & Bowler basándose en la fauna de La Cira hallada en la base de la Formación Guayabo, junto a Cúcuta, llegan a la conclusión de que la parte superior de la Formación León no tiene una edad más antigua del Oligoceno superior.⁵⁷

1.2.2.8 Formación Guayabo. La Formación Guayabo que Van Der Hammen coloca en el Oligoceno superior correspondería al Oligoceno superior y Mioceno inferior y medio según los datos palinológicos de La Fría, sin embargo, La sociedad colombiana del petróleo y geología coloca la mayor parte de la Formación Guayabo en el Mioceno, aunque su base pueda quizás corresponder todavía al Oligoceno superior.⁵⁸

1.2.2.9 Formación Necesidad. Está compuesta por arcillas de color rojo y azulado con intercalaciones de areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados.⁵⁹

Debido a que no se conocen fósiles pertenecientes a esta unidad. Su edad ha sido considerada en forma provisional como Plioceno o Pleistoceno, lo cual el Servicio Geológico Nacional confirma mediante la asignación de la misma edad para esta formación.⁶⁰

1.3 DISEÑO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS

Lo primero a realizar es un diseño para la perforación de pozo el cual es un proceso sistemático y ordenado en el que se deben determinar los parámetros a tener en

⁵⁴ Ibid., p. 52.

⁵⁵ CEDIEL. Op, Cit., p. 110.

⁵⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, Cit., p. 52.

⁵⁷ HOFFSTETTER. Op, Cit., p. 325.

⁵⁸ Ibid., p. 37.

⁵⁹ DUARTE. Op, Cit., p. 31.

⁶⁰ HOFFSTETTER. Op, Cit., p. 380.

cuenta para realizar el trabajo de la manera más eficiente. Según PEMEX⁶¹ las etapas generales a seguir durante el diseño de pozo son: Recopilación de la información disponible, predicción de la presión de formación y fractura, determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, selección de la geometría y trayectoria del pozo, programa de fluidos de perforación, programa de barrenas, diseño de tuberías de revestimiento y programas de cementación, diseño de las sartas de perforación, programa hidráulico, selección del equipo de perforación, tiempos estimados de perforación y costos de la perforación, estas etapas pueden llegar a ser aplicadas para diseñar cualquier tipo de pozo.

Teniendo como base estas etapas, para llevar un mejor manejo de la información se recomienda realizar dicho procedimiento de obtención en el siguiente orden para que de esta forma se mantenga un orden lógico del diseño de pozo.

1.3.1 Objetivo de la perforación. El objetivo de la perforación de un pozo se basa en la construcción de un conducto desde la roca donde se encuentra el hidrocarburo (yacimiento) hasta superficie, permitiendo así, la explotación racional del hidrocarburo de forma segura y al menor costo posible.⁶²

Durante esta etapa se debe tener en cuenta los parámetros adecuados para que el pozo a perforar sea útil con respecto a los requerimientos de producción que son propios de cada empresa.

1.3.1.1 Coordenadas del pozo y objetivo. Es la forma mediante la cual se establece la trayectoria que debe seguir un pozo, de tal forma que, una coordenada en superficie establece el punto de partida y otra coordenada en fondo establece el objetivo o target, por lo tanto, se define también el tipo de pozo, bien sea, vertical o direccional.

1.3.1.2 Posición estructural. Durante este procedimiento se realiza una caracterización del yacimiento en donde se consideran todos los pronósticos geológicos, tales como: La columna estratigráfica esperada, presencia de bloques fallados, posibles anomalías de operación, mapas geológicos, entre otros.

1.3.1.3 Profundidad total programada. Se refiere a la profundidad máxima alcanzada por el pozo, si es vertical la MD va a ser igual a la TVD, sin embargo, cuando es direccional, la MD siempre será diferente a la TVD.

1.3.1.4 Diámetro de la tubería de explotación. La tubería de explotación es el conducto por el cual se conecta el fondo con la superficie del pozo, generalmente la

⁶¹ PEMEX. Diseño de la perforación de pozos. Junio, 2014. p. 7.

⁶² Ibid., p. 7.

tubería es de acero y su diámetro se encuentra en función de los requerimientos, expectativas y características del yacimiento.⁶³

1.3.2 Columna geológica esperada. Es la secuencia de rocas sedimentarias, la cual se obtiene mediante estudios de sísmica y/o en caso de existir información de pozos previamente perforados en la zona se realiza un proceso de correlaciones para determinar la columna geológica que se espera atravesar mediante el proceso de perforación.

1.3.3 Programa de toma de información. Durante esta etapa se debe hacer un análisis para determinar los momentos oportunos a los cuales se realizará la toma de información de pozo, estos procesos de toma de información están detallados en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Tipos de toma de información en pozo

Tipo de toma de información	Descripción	Ejemplos:
Registro	Durante la perforación se pueden llegar a bajar herramientas que permiten la medición de los parámetros aplicados en la operación, esto con el fin de obtener información adicional de lo que sucede en el fondo.	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad de perforación. - WOB - RPM - Torsión - Temperatura en entrada y salida de fluido. - Litología
Núcleos	Es el único proceso mediante el cual se obtienen mediciones directas de las propiedades de la roca y los fluidos contenidos en ella, esto se debe a que la roca es extraída sin ninguna alteración, es decir, directamente de la formación.	<ul style="list-style-type: none"> - Litología - Porosidad - Permeabilidad - Saturación de aceite, gas y agua - Contactos Aceite – Agua, Gas – Aceite

⁶³ Ibíd., p. 10.

Cuadro 2. (Continuación)

Pruebas de Producción	Generalmente aplica para pozos exploratorios y consiste en realizar una prueba de formación DST (Drill Steam Test), esto con el fin de confirmar la rentabilidad del pozo y si se requiere optimizar su terminación.	- Índice de Productividad - Daño de pozo - Permeabilidad relativa - Espesor - Saturación - Mecanismo de empuje - Contención de fluidos
-----------------------	--	--

Fuente. PEMEX. Diseño de la perforación de pozos. Junio, 2014. p. 15-17. Modificado por el autor.

1.3.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación. Esta etapa es factible si en el momento de diseño de pozo existe información previa, es decir, que el pozo a perforar no sea el primero de la zona, ya que, dependiendo de la calidad y cantidad de información suministrada por los otros pozos presentes, será directamente proporcional a la eficacia del proyecto a desarrollar, pues de los pozos presentes se puede llegar a determinar la geología de la zona.

A continuación, se muestra una lista de las formas de obtención de información para ser usada al momento de realizar el cotejo:

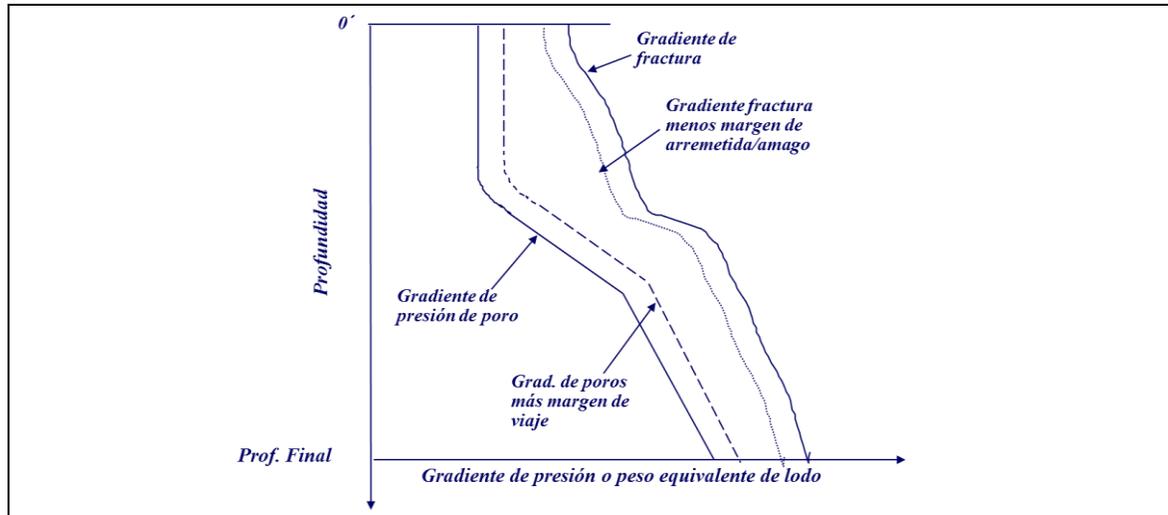
- Registros geofísicos.
- Registros de fluidos de perforación.
- Historia de perforación.
- Resumen de operaciones.
- Registro de brocas.
- Distribución de tiempos.
- Configuraciones estructurales.

1.3.5 Determinación de los gradientes de presión (formación y fractura). Esta es una de las etapas más importantes en el diseño de pozo, ya que permite establecer los requerimientos para la preparación óptima de un lodo de perforación, lo cual permite un adecuado control de pozo.

La manera más efectiva para la planeación y control de gradientes de presión en formación y fractura es mediante la construcción de un perfil de presiones, en el cual se compara la relación entre la presión de formación y la presión de fractura, como se observa en la **Figura 2**, de tal forma que, la presión de fractura es la máxima cantidad de presión que puede ser suministrada a la formación antes de

que esta sufra un rompimiento, y la presión de formación es la presión ejercida por una columna de fluido lo que también se conoce como la presión hidrostática.⁶⁴

Figura 2. Perfil de presión



Fuente. MORA, Laydy. Clase 3 Ventana de lodo. En: Fundación Universidad de América (8-12, agosto: Cundinamarca, Bogotá). 2016.

1.3.6 Selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Una vez realizada la construcción del perfil de presiones, se debe determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento, considerando que el peso del lodo no debe vencer la presión de fractura para evitar el daño de formación.

1.3.7 Selección de la geometría del pozo. Para la selección de tubería de revestimiento de explotación se deben tener en cuenta los siguientes factores: La columna estratigráfica esperada y determinar si el hidrocarburo fluiría hasta superficie por si solo o requerirá de un sistema de levantamiento artificial. Normalmente el diámetro de tubería de revestimiento de explotación es a solicitud del cliente.

En la **Tabla 1** se puede observar los diámetros de tubería de revestimiento más usados en la industria, así como su respectivo diámetro de broca para una buena selección de geometría de pozo.

⁶⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea] [citado Febrero 21 de 2018] Disponible en World Wide Web: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fracturing_pressure.aspx

Tabla 1. Configuración para la selección de la geometría de pozo

DIÁMETRO DE BROCA A USAR (plg)	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (plg)	DIÁMETRO DE BROCA A USAR (plg)	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (plg)
24, 26	20	$8\frac{5}{8}, 8\frac{3}{4}, 9\frac{1}{2}$	7
20	16	$8\frac{1}{2}, 8\frac{5}{8}, 8\frac{3}{4}$	$6\frac{5}{8}$
$17\frac{1}{2}$	$13\frac{3}{8}$	$7\frac{7}{8}, 8\frac{3}{8}, 8\frac{1}{2}$	6
15	$10\frac{3}{4}$	$7\frac{7}{8}, 8\frac{3}{8}$	$5\frac{1}{2}$
$12\frac{1}{4}, 14\frac{3}{4}$	$9\frac{5}{8}$	$6\frac{1}{2}, 6\frac{3}{4}$	5
11, $12\frac{1}{4}$	$8\frac{5}{8}$	$6, 6\frac{1}{8}, 6\frac{1}{4}$	$4\frac{1}{2}$
$9\frac{7}{8}, 10\frac{5}{8}, 11$	$7\frac{5}{8}$	Combinaciones generales entre brocas y tuberías de revestimiento.	

Fuente. PEMEX. Diseño de la perforación [en línea] Enero 2014 [citado Abril 15 de 2018] Disponible de Word Wide Web: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>. Modificado por el autor.

1.3.8 Selección y programa de los fluidos de perforación. Esta etapa comprende uno de los parámetros más importantes al momento de realizar un diseño de perforación de pozo, puesto que el fluido suele ser parte de los problemas operacionales más comunes de la industria⁶⁵, siendo los problemas más recurrentes por una mala selección de fluido: Pérdidas de circulación, pegas de tubería (por empaquetamiento y diferencial), baja ROP y daño de formación.⁶⁶

1.3.9 Diseño de las tuberías de revestimiento. Durante este proceso se debe ajustar la tubería de revestimiento a las necesidades del pozo, teniendo en cuenta que será sometida a condiciones críticas dentro de la perforación como: Formaciones inestables, zonas con presiones anormalmente altas y zonas con bajos gradientes de presión de fractura. El objetivo es seleccionar una tubería de revestimiento con grado, peso y junta necesarios para resistir las condiciones de operación.

1.3.10 Diseño de la cementación. La cementación de la tubería de revestimiento, también conocida como cementación primaria, es un proceso que acompañará al pozo durante toda su vida productiva y en caso de ser deficiente puede llegar a dar la pérdida total del pozo.⁶⁷

⁶⁵ PEMEX. Op. Cit., p. 57.

⁶⁶ AAMODT, Agnar. SKALLE, Pal. SWAHN, Isak. Detection of failures and interpretation of causes during drilling operations. Noviembre, 2016. p. 6.

⁶⁷ NELSON, Erik. Fundamentos de la cementación de pozos. Mayo, 2016. 2 p.

1.3.11 Diseño de las sargas de perforación. Un buen diseño de sarga de perforación o BHA, es indispensable para una adecuada perforación, ya que entre sus funciones se encuentran, proporcionar peso sobre la broca (WOB), conducir el fluido en su ciclo de circulación, darle verticalidad o dirección al pozo, proteger la tubería del pandeo y darle profundidad al pozo.

Los componentes generales del BHA son: Barras o botellas de perforación (Drill Collars). Tubería de transición (Heavy Weight Drill Pipe), Tubería de perforación (Drill Pipe) y herramientas especiales, entre las cuales se pueden encontrar: Substitutos, cross-over, estabilizadores, martillos, motores de fondo, MWD/LWD entre otras.

1.3.12 Programas de control de brocas. Durante la planeación de pozo, es de carácter obligatorio la selección de brocas para la perforación de las distintas fases de acuerdo con las características de la formación, los objetivos del programa operacional de perforación, los riesgos y la geometría requerida.

En el **Cuadro 3** se puede observar la información general que se obtiene de dicho programa, además de un ejemplo de un programa de brocas por parte de PEMEX como se puede evidenciar en la **Tabla 3**.

Cuadro 3. Datos clave para la selección de brocas

TIPOS DE BROCA	FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE BROCAS	CLASIFICACIÓN DE FORMACIÓN	TAMAÑO DE BROCA
<ul style="list-style-type: none"> - Tricónica - Diamante - PDC 	<ul style="list-style-type: none"> - Dureza y abrasividad de la formación. - Geometría del pozo. - Control direccional. - Sistema de rotación. - Tipo de fluido de perforación 	<ul style="list-style-type: none"> - Suave - Media suave - Media - Media dura - Dura 	<p>Se debe tener en cuenta los parámetros de operación tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - WOB - RPM - Hidráulica

Fuente. PEMEX. Diseño de la perforación [en línea] Enero 2014 [citado Abril 15 de 2018] Disponible de Word Wide Web: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>. Modificado por el autor.

Tabla 2. Ejemplo de un programa de brocas

INTERVALO (m)	DIAMETRO (pg)	TIPO	CANTIDAD	PSB (TON)	CONDICIONES DE OPERACION		
					RPM	Q (GPM)	D. TOB.(1/32")
0 - 600	26	R-1 (111)	1	8 -- 10	100-150	1000	16, 18, 18
600 - 700	26	R-1 (111)	1	8 -- 10	100-150	1000	15, 15, 16
700 - 1250	17 1/2	GTX-G1 (115)	1	8 -- 10	80 - 150	800	16, 16, 16
1250 - 1550	17 1/2	GTX-G1 (115)	1	8 -- 10	80 - 150	800	15, 16, 16
1550 - 1850	17 1/2	GTX-G1 (115)	1	8 -- 10	80 - 150	800	15, 16, 16
1850 - 2200	17 1/2	GTX-G3 (135)	1	8 -- 10	80 - 150	800	15, 16, 16
2200 - 4600	12	AR-526 (PDC)	1	3 -- 5	100 - 200	540	1, 11, 11, 11, 12
4600 - 4900	12	AG-536 (PDC)	1	3 -- 5	100 - 200	540	0, 10, 10, 10, 11
4900 - 4950	8 3/8	ATX-G3 (135)	1	8 -- 12	80 - 110	380	14, 14, 14
4950 - 5050	8 3/8	ATJ-22 (517)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 12
5050 - 5150	8 3/8	ATJ-22 (517)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 12
5150 - 5250	8 3/8	ATI-22C (527)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 13
5250 - 5350	8 3/8	ATI-22C (527)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 12
5350 - 5440	8 3/8	ATJ-33 (537)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 13
5440 - 5870	8 3/8	S-248 (TSD)	1	3 -- 7	100 - 180	380	(0.335 pg2)
5870 - 6000	8 3/8	S-248 (TSD)	1	3 -- 7	100 - 180	380	12, 13, 13

Fuente. PEMEX. Diseño de la perforación [en línea] Enero 2014 [citado Abril 15 de 2018] Disponible de Word Wide Web: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

1.3.13 Programa hidráulico. El objetivo principal del programa hidráulico es aumentar la velocidad de penetración mediante la generación de una caída de presión, también, parte de la energía del fluido es usada para permitir una buena limpieza de pozo durante el proceso de perforación, para disminuir de manera considerable la posibilidad de pega por empaquetamiento, ya que, se evita la aglomeración de los ripios en el cuerpo y cara de la broca.

1.3.14 Perforación direccional. Es el proceso mediante el cual se dirige un pozo hacia una trayectoria previamente establecida, ubicada a una distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.⁶⁸

1.4 PROGRAMA OPERACIONAL DE PERFORACIÓN

Es la herramienta que permite la delimitación de actividades, condiciones previas a la operación, procedimiento operacional y recomendaciones generales, para generar un ambiente seguro de trabajo.

1.4.1 Actividades. En esta sección se determinan las operaciones a realizar, entre las actividades se encuentra la selección de la etapa a perforar, el tipo y configuración de BHA, determinación de la profundidad de asentamiento del revestimiento y la selección de la broca adecuada.

⁶⁸ PEMEX. Op. Cit., p. 102.

1.4.2 Condiciones previas a la operación. Especifica el recibo del equipo, junto con el respectivo chequeo de las normas API y reglamentación establecida por la empresa operadora para dar inicio a las operaciones de perforación.

1.4.3 Procedimiento Operacional. Establece los parámetros a usar en el proceso de perforación, junto con la descripción de los distintos equipos y accesorios, además de la configuración de BHA.

1.4.4 Recomendaciones Generales. Debido a la importancia de la operación se dan pautas acordes a los antecedentes presentados previamente por distintas operaciones de perforación realizadas en campo, por lo tanto, en esta sección se encontrará la información histórica necesaria para operación, esto con el fin de llevar a cabo un buen cotejo histórico y así evitar problemas operacionales.

Algunas de las recomendaciones que se pueden apreciar en esta sección serían: Peso de lodo en que la operación ha sido optima en otros pozos de la zona, por características de la formación y la posibilidad de perder diámetro en la zona cuantas veces debería realizarse un repaso de la sección, si se requiere la necesidad de bombeo de píldoras viscosas ya que se han presentado casos de perdida de circulación, entre otras cosas.

1.5 INFORME DE ENTREGA DE TURNO

En el informe se puede observar la data obtenida durante un tiempo determinado de trabajo, en el cual se detallan procedimientos operacionales empleados, los problemas potenciales de ocurrencia por anomalías presentadas durante la perforación y/o trabajos realizados de prevención o corrección.

Para este proyecto se tiene como información base la entrega de turno de los pozos A y B, la situación operacional actual, condiciones del fluido, problemas operacionales y los respectivos requerimientos operacionales para una perforación eficiente.

1.6 CONSTRUCCIÓN DE LAS LINEAS DE TIEMPO PARA LOS POZOS A Y B

Teniendo en cuenta el programa operacional presentado para el desarrollo del pozo, junto con el reporte de entrega de turno de la situación operacional actual, de debe establecer un orden lógico de cómo ocurrieron los hechos, por lo cual, se establece la construcción de una línea de tiempo para cada pozo.

La línea de tiempo para el pozo A, muestra únicamente dos eventos asociados a las condiciones de fluido y seis eventos relacionados con las condiciones operacionales, esto se puede observar en la **Figura 3**, ahora bien, la **Figura 4** muestra únicamente un evento asociado a las condiciones del fluido, y cinco

eventos asociados a las condiciones operacionales, siendo estos los eventos presentados por el pozo B.

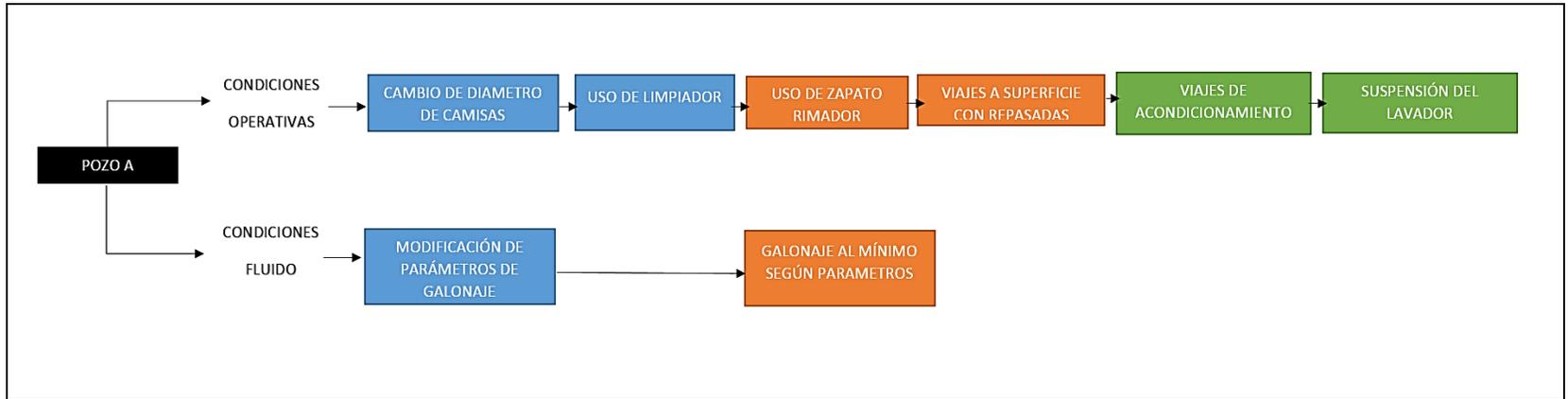
Las líneas de tiempo presentadas en la **Figura 3** y **Figura 4** están divididas en cada una de las fases que presentaron los pozos, por lo cual, cada color presentado en esta hace referencia a una fase de perforación, siendo de esta manera el azul para la fase A, naranja para la fase B y verde para la fase C.

1.7 POZO A

Teniendo en cuenta la línea de tiempo para el pozo A, se realiza un árbol lógico de fallas para poder dar una explicación a cada uno de estos eventos, dando como resultado el siguiente listado:

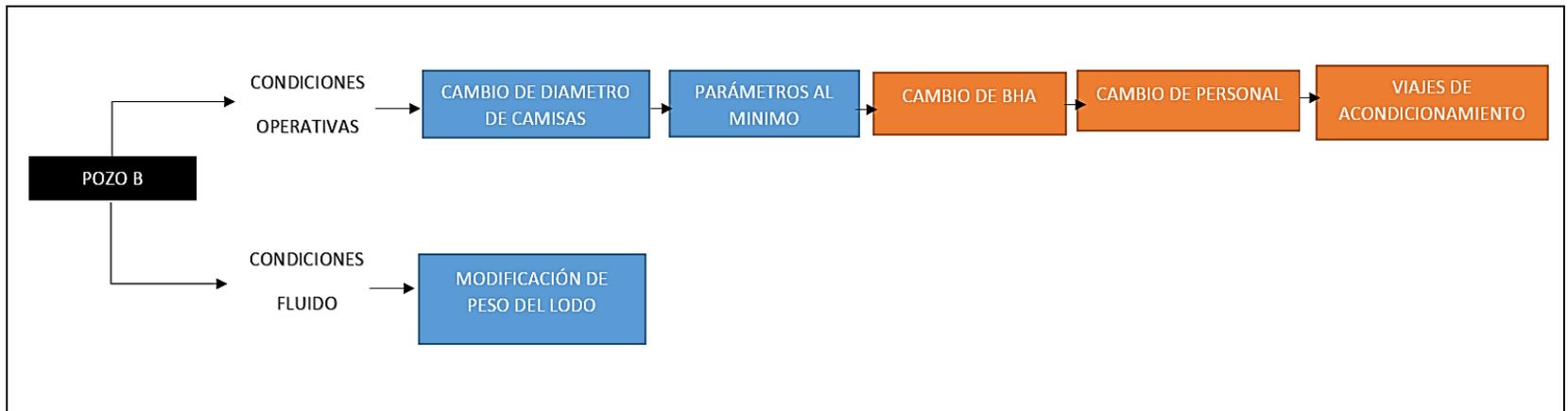
1. Debido a la posible existencia de un taponamiento, se recomienda usar un limpiador, además de realizar un análisis de riesgo para así poder establecer los controles que evitaren posibles accidentes a los operadores.
2. Una vez determinada la geometría del pozo, se recomienda aumentar el galonaje a su nivel máximo de operación, esto con el fin de poder corroborar que no hay posibilidad de pérdidas de fluido, junto con la reducción de riesgo de obstruir la PDC así como también evitar el taponamiento del revestimiento conductor.
3. Debido a los antecedentes de fallas por bombas, para disminuir la exigencia de estas se determinó un cambio al momento de utilizar camisas de 6 ½", puesto que la presión no cambiaría ya que está es directamente proporcional con el caudal. (Q Vs TFA)
4. Al bajar del revestimiento, el uso de un zapato rimador es altamente recomendable, ya que este permite rotar el revestimiento para así generar un repaso de la zona y evitar la posibilidad de una pega por empaquetamiento.
5. Dada la experiencia presentada por las bombas BES y la vibración presente en esta, se recomienda realizar una cementación de 100ft de más para mitigar la vibración generada por esta.
6. Debido a la posibilidad de pega por empaquetamiento, en caso de no usar un zapato rimador y de manera preventiva se deberán realizar viajes para de esta manera repasar las zonas previamente perforadas y así evitar dicho problema operacional.

Figura 3. Línea de tiempo pozo A



Fuente. Elaboración propia.

Figura 4. Línea de tiempo pozo B



Fuente. Elaboración propia.

7. Por registros eléctricos se sabe que una parte de la formación es prácticamente agua, por lo que, para evitar derrumbes al momento de realizar la cementación, se debe suspender el lavador para prevenir el colapso de la misma.

Para este pozo observa tendencia de pega de tubería por empaquetamiento junto con la posibilidad de falla de equipos, en este caso de las bombas, por una mala planeación al momento de su uso.

1.8 POZO B

Teniendo en cuenta la línea de tiempo para el pozo B, se realiza un árbol de realidad actual para determinar la relevancia de cada uno de los eventos y dar una explicación a los mismos, dando como resultado el siguiente listado:

1. Teniendo en cuenta el estudio realizado previamente para determinar el peso de lodo a bajar, se recomendó una disminución de la densidad del mismo, ya que la estructura geológica (con gran influencia del acuífero) no aporta grandes cantidades de energía como en otras partes del campo.
2. Al igual que en el pozo A, debido a los antecedentes de fallas por bombas se determinó un cambio al momento de utilizar camisas de 6 ½", puesto que la presión no cambiaría ya que está es directamente proporcional con el caudal. (Q Vs TFA)
3. Debido a la posibilidad de un taponamiento en la línea de flujo, se debe realizar una perforación con parámetros controlados, si no se observa nada anormal continuar la perforación con los parámetros establecidos como máximos a principios de operación.
4. Una vez definida la geometría del pozo y teniendo en cuenta el antecedente de pega de tubería por geometría de pozo, se recomienda realizar una revisión del BHA, debido a que este es demasiado rígido y puede acrecentar el riesgo de pega por su falta de flexibilidad.
5. Al igual que en el pozo A, se tiene preexistencia de pega de tubería por empaquetamiento, por lo que se recomienda realizar repasadas dos veces, para disminuir dicha posibilidad, esto se puede hacer mediante el uso de un zapato rimador.
6. Debido a la geología de la formación se recomienda que, al momento de preparar el lodo, se utilice agua fresca, ya que se tienen indicios a que esto puede estar generando la pega de tubería, debido a que al momento de circular el lodo a superficie este llegaba como plastilina, a su vez se presentó gelificación del mismo por deshidratación durante el viaje.

7. Evitar los cambios de personal al momento de ser enviados a pozo, ya que a menores cambios mejor desempeño durante la campaña de perforación.

Por lo tanto, en este pozo se puede evidenciar una fuerte tendencia de pega de tubería tanto geométrica como por empaquetamiento, a su vez se pueden llegar a presentar problemas generados por el cambio de personal al momento de realizar trabajos de pozo, ya que este personal no conoce las condiciones previas de la operación y al igual que en el pozo A se presenta el problema de falla de bombas.

1.9 PROBLEMAS A TRABAJAR SEGÚN DIAGNOSTICO DE POZOS A Y B

Como punto de partida se tienen los problemas operacionales generales obtenidos del diagnóstico de los pozos A y B, estos problemas se pueden ver resumidos en el **Cuadro 4**.

Cuadro 4. Diagnóstico de pozos A y B

Pozo A	Pozo B
<ul style="list-style-type: none"> • Pega de tubería por empaquetamiento. • Falla de equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pega de tubería por empaquetamiento. • Pega de tubería por geometría. • Mala planeación al momento de seleccionar el personal. • Fallas de equipos.

Fuente. Elaboración propia.

Así mismo por lecciones aprendidas de otros pozos de la zona se pueden llegar a presentar los siguientes problemas operacionales a parte de los mencionados anteriormente: Una mala planeación en la densidad del lodo por mala interpretación de la geología de formación, y en casos donde el pozo es desviado, se ha presentado pega de tubería durante la construcción de la curva, la cual es considerada como pega geométrica pero combinada con pega diferencial.

2. METODOLOGÍA CAUSA-RAÍZ

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos para la selección de una metodología apropiada, para de esta forma proponer una técnica que permita el análisis causa raíz. También se explican las etapas de un análisis causa-raíz, ventajas y desventajas, división entre las distintas metodologías y su descripción.

La metodología de análisis causa-raíz es un método que permite encontrar la causa principal, que genero un evento no deseado, esto con el fin de corregir o prevenir dicha causa y generar lecciones aprendidas para a futuro poder evitar que se vuelva a presentar el problema.

Según PEMEX⁶⁹ la causa raíz son los factores causales (razón, motivo u origen) de un incidente o accidente debido a factores humanos, físicos y de sistema. A su vez, según la UNICEF⁷⁰ una causa-raíz es la razón fundamental (o una de las razones fundamentales) que explica la falla o la ineficiencia del proceso de atención.

Con el fin de que los procesos tengan una mayor eficiencia y ganancia económica es necesario reconocer los eventos potenciales a presentarse con el fin de corregirlos y/o mitigarlos, por lo cual el documento DOE Guidelines Root Cause Analysis Guidance⁷¹, del departamento de energía de los Estados Unidos, establece los parámetros básicos a tener en cuenta al momento de aplicar una metodología de análisis causa-raíz.

2.1 ETAPAS DE UN ANÁLISIS DE CAUSA-RAÍZ

Para el desarrollo de un análisis causa-raíz se deben desarrollar cinco fases:

2.1.1 Recolección de datos. Se realiza con el fin de obtener la mayor información del evento no deseado. La toma de datos se hace teniendo en cuenta las condiciones antes, durante y después del suceso no deseado, se debe tener en cuenta todo factor que haya intervenido en el proceso, es decir, que la participación del personal y/o cualquier factor ajeno a la operación que haya interactuado en el proceso, debe ser tomado en cuenta.

2.1.2 Evaluación o diagnóstico. Tiene como objetivo determinar la razón del evento no deseado para su corrección y/o prevención en futuros procesos. Para realizar un buen diagnóstico de análisis causa-raíz se requiere haber identificado el

⁶⁹ PEMEX. Procedimiento para el análisis e investigación de incidentes/accidentes con la metodología de análisis causa raíz (ACR) para proveedores y contratistas de la SIDOE. Noviembre, 2007. p. 34.

⁷⁰ UNICEF. El análisis causa-raíz (ACR): Instrumento para la búsqueda e implementación de soluciones para evitar las muertes maternas, fetales y neonatales. Octubre, 2011. p. 18.

⁷¹ DEPARTMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. United States of America. Febrero 1992

problema junto con la respectiva delimitación e importancia del mismo, una vez realizado esto se deben identificar acciones previas que llevaron al evento no deseado y finalmente revisar el por qué ocurrieron, ya que de esta forma se podrá determinar la causa-raíz del problema, esto se puede ver reflejado en la **Figura 5**.

Figura 5. Secuencia para una evaluación



Fuente. Autor.

2.1.3 Acciones Correctivas. Para determinar las acciones correctivas, es necesario hacer el análisis de la información recogida, de esta manera se llega a determinar cómo realizar la corrección del problema además de ser anexadas al informe para futuros proyectos y poder prevenir el problema presentado.

2.1.4 Informe. Consiste de un reporte en el cual se detalla la ocurrencia de los hechos mediante la descripción de los mismos, también incluye el análisis, discusión y explicación de los resultados obtenidos en el diagnóstico, y por último el por qué se tomaron las acciones correctivas.

2.1.5 Seguimiento. Se realiza para determinar la efectividad de las acciones correctivas tomadas y así poder reunir datos adicionales sobre el desempeño de las acciones ejecutadas.

A continuación, se presenta el **Cuadro 5** que resume los distintos métodos de análisis causa-raíz, y del cual se seleccionó el método de análisis de barreras ya que su uso se centra en fallas de equipos y problemas procedimentales, además, su proceso se basa en el concepto peligro/objetivo.

Cuadro 5. Resumen de métodos análisis causa raíz

MÉTODO	CUÁNDO UTILIZAR	VENTAJAS	DESVENTAJAS	OBSERVACIONES
Análisis de eventos y factores causales	Usado para problemas multifacéticos con una larga y compleja secuencia de factores causales	<ul style="list-style-type: none"> - Provee una representación visual del análisis del proceso. - Permite identificar las posibles contribuciones a la condición. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempo que consume - Requiere familiaridad con el proceso para ser efectivo 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere una amplia perspectiva del evento para identificar los problemas no relacionados. - Ayuda a identificar donde ocurrieron las desviaciones de los métodos aceptables.
Análisis de cambio	Especialmente útil en la evaluación de fallas de equipos	Proceso simple de seis pasos	<ul style="list-style-type: none"> - Baja confiabilidad debido al peligro de equivocarse - Respuestas "obvias" 	<ul style="list-style-type: none"> - Se puede utilizar como apoyo para una investigación más amplia - Puede que no sean identificadas todas las causas raíz
Análisis de barreras	Utilizado para identificar barreras, fallas de equipos y problemas procedimentales o administrativos	Provee un enfoque sistemático	Requiere familiaridad con el proceso para ser efectivo	El proceso se basa en el concepto Peligro/Objetivo
MORT/Mini-MORT	Usado cuando hay escasez de expertos a quien hacer las preguntas y cuando el problema es recurrente.	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ser usado con limitado entrenamiento previo - Provee una lista de preguntas para un control específico de factores de gestión. 	Solo se puede identificar la causa general, no causas específicas	Si este proceso no logra identificar áreas problemáticas, se puede ayudar de un análisis causa-efecto.
Evaluación del comportamiento humano	Utilizada cuando se ha identificado que el personal está involucrado en la causa del problema.	Se desarrolla a través de análisis	Ninguna, si el proceso es seguido de cerca	Requiere entrenamiento específico
Kepner-Tregoe	Utilizado para las mayores preocupaciones, donde todos los aspectos necesitan ser analizados	<ul style="list-style-type: none"> - Altamente estructurado - Se centra en todos los aspectos de la ocurrencia y resolución del problema. 	Más completo de lo necesario	Requiere entrenamiento específico.

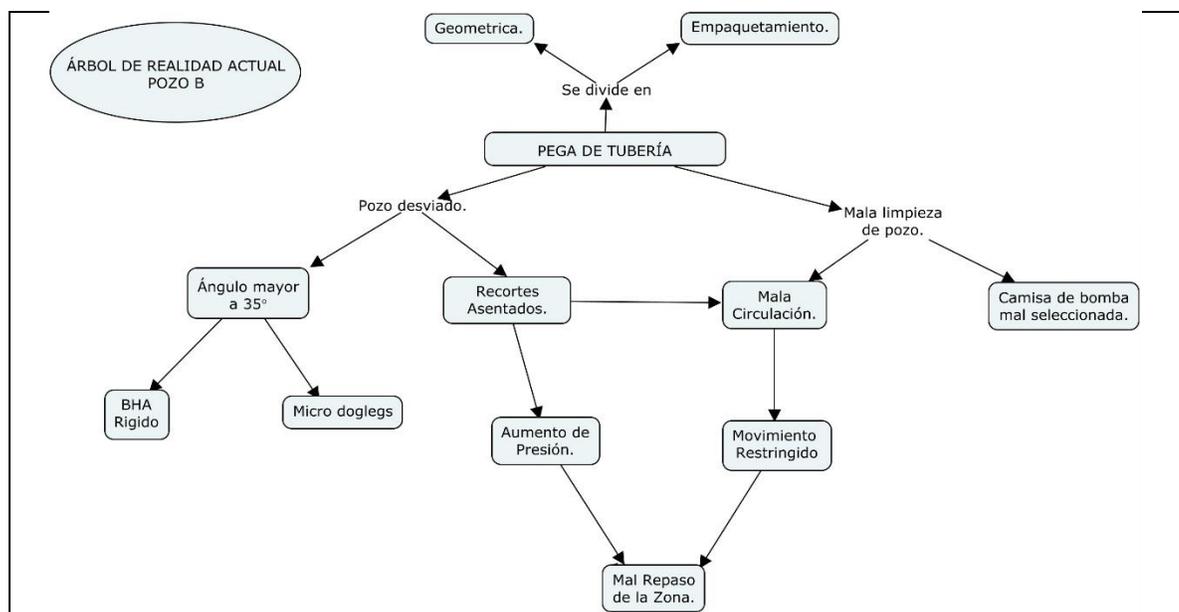
Fuente. ESTADOS UNIDOS DE AMERICA. DEPARTAMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. Febrero 1992, p. 11. Modificado por el autor.

2.2 ÁRBOL DE REALIDAD ACTUAL

Herramienta la cual analiza las relaciones causa y efecto entre los efectos no deseados, con el objetivo de encontrar el problema raíz.⁷²

En la elaboración del árbol de realidad actual se requiere hacer una lista de los efectos indeseables que originaron el evento no deseado, seguido a esto, se establece la relación entre los distintos efectos presentes en el listado. Una vez realizado esto, se procede a la construcción del árbol, empezando por el evento no deseado, seguido a todos los eventos listados previamente, este árbol de realidad actual se encuentra en la **Figura 6**.

Figura 6. Árbol de realidad actual



Fuente. Elaboración propia, mediante CmapTools.

Debido a que esta metodología permite establecer relaciones entre los distintos eventos de manera directa, fue seleccionada para el diagnóstico del pozo B, dando como resultado una probabilidad de pega de tubería bastante alta.

2.3 ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS

Herramienta la cual permite determinar las causas principales y de forma paralela la interacción de las mismas para llegar a un evento no deseado.

Para la elaboración de un árbol lógico de fallas es necesario seguir los siguientes pasos:

⁷² GUILARTE. Op, Cit., p 1.

1. Definir el evento no deseado o problema raíz.
2. Estudio de información sobre el sistema y su ambiente.
3. Construir el árbol.
4. Validar el árbol.
5. Evaluar el árbol.
6. Considerar cambios constructivos.
7. Considerar alternativas y recomendar acciones correctivas.

Se debe elaborar el árbol lógico de fallas, para ello, es necesario determinar los conectores de ideas, es decir las puertas de enlace y las figuras que hacen parte del diagrama las cuales definen la secuencia de sucesos, en la **Figura 7** se pueden encontrar estas puertas y enlaces de manera resumida.

2.3.1 Puertas. Las puertas permiten establecer condiciones para que los eventos se cumplan o no.

2.3.1.1 Puerta Y: Representa una condición en la que todos los eventos mostrados debajo de esta, deben ocurrir para que el próximo evento suceda, es decir para que se cumpla un evento deben estar presentes todas las condiciones establecidas de forma simultánea.⁷³

2.3.1.2 Puerta O: Representa una condición en la que si se cumple cualquiera de los eventos mostrados debajo de la puerta, llevara al evento mostrado encima de la misma, en otras palabras, el evento solo ocurrirá si y solo si se cumple uno de los dos eventos o una combinación de los mismos.⁷⁴

2.3.2 Tipos de Figuras. Los tipos de figuras hacen referencia a los distintos eventos que pueden ocurrir en la operación.

2.3.2.1 Rectángulo. Representa el evento negativo y se encuentra en la parte superior del árbol, a su vez, este se puede encontrar en otras partes del árbol indicando otro tipo de eventos no esperados que pueden llegar a dividirse en más. Esta figura es la única que tendrá una puerta lógica y eventos de entrada debajo de la misma.⁷⁵

2.3.2.2 Circulo. Representa un evento base en el árbol. Estos se encuentran en los niveles más bajos del mismo y no requieren de más desarrollo, pues no pueden subdividirse en más secciones.⁷⁶

⁷³ CENTRO DE RECURSOS DEL DEPARTAMENTO DE SEGUROS DE TEXAS. El análisis de fallas con diagramas de árbol. Septiembre, 2006. p. 1.

⁷⁴ *Ibíd.*, p. 1.

⁷⁵ *Ibíd.*, p. 1.

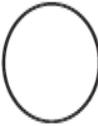
⁷⁶ *Ibíd.*, p. 1.

2.3.2.3 Diamante. Identifica un evento terminal sin desarrollar, bien sea por falta de información o por no ser relevante al problema principal. Una rama del árbol de fallas puede terminar en un diamante.⁷⁷

2.3.2.4 Óvalo. Representa una situación especial que puede ocurrir solamente si suceden ciertas circunstancias. Esto debe ser explicado dentro de la figura.⁷⁸

2.3.2.5 Triángulo. Significa una transferencia de una rama del árbol de fallas a otro lugar del árbol, esta transferencia es marcada con una flecha de tal forma que, todo lo que este mostrado debajo del punto de conexión es enviado a otra área del árbol.⁷⁹

Figura 7. Tipos de figuras árbol lógico de fallas

Puerta Y	Puerta O	Rectángulo	Circulo	Diamante	Óvalo	Triángulo
						

Fuente. DEPARTAMENTO DE SEGUROS DE TEXAS. El análisis de fallas con diagramas de árbol. [en línea] Enero 2013 [citado Agosto 15 de 2017] Disponible de Word Wide Web: <https://www.tdi.texas.gov/pubs/videoresourcessp/spstpfaulttree.pdf>

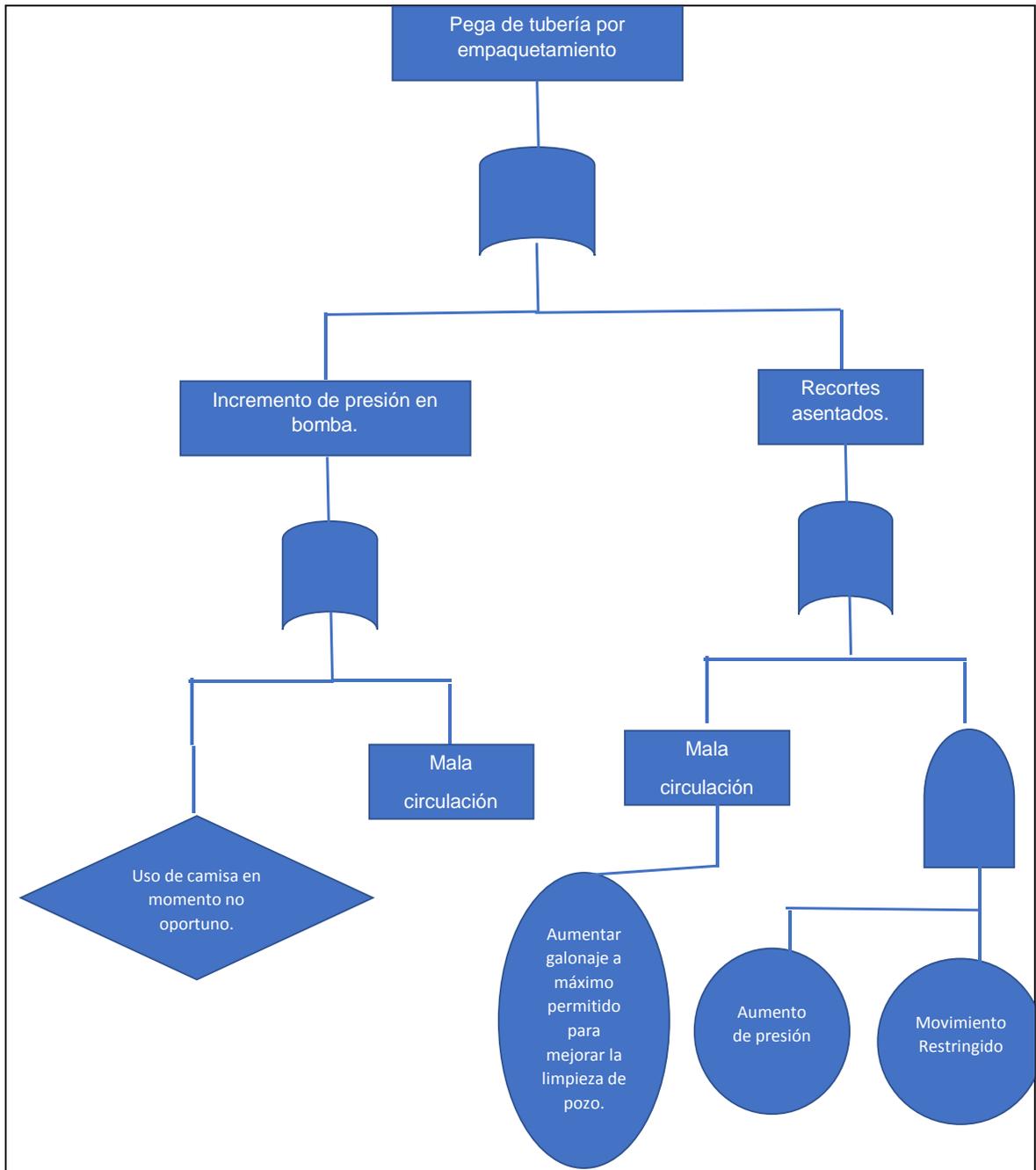
A continuación, se presenta un esquema generalizado empleando las distintas figuras presentadas en la **Figura 4**, junto con las conexiones denominadas como puertas que son conectores lógicos del diagrama, un ejemplo de este árbol lógico de fallas se puede ver en la **Figura 5**, en el cual se establece el diagnóstico del pozo A, ya que, debido a su amplia posibilidad de clasificar los eventos según su impacto, permite un mejor manejo de información al momento de establecer los problemas operacionales presentes.

⁷⁷ *Ibíd.*, p. 1.

⁷⁸ *Ibíd.*, p. 1.

⁷⁹ *Ibíd.*, p. 2.

Figura 8. Árbol lógico de fallas



Fuente. Elaboración propia, mediante el uso de Microsoft Word.

2.4 DIAGRAMA DE INTERRELACIÓN

Es la herramienta que permite la identificación gráfica de las conexiones lógicas entre diferentes ideas o datos relacionados con un problema determinado.⁸⁰

Para la realización de un diagrama de interrelación se requiere identificar el evento no deseado o problema a solucionar, delimitar los factores que influyen en el problema y categorizarlos por el grado de influencia que tienen en el mismo. Para la elaboración del diagrama se deben relacionar todos los factores previamente listados, para así poder determinar la causa raíz del problema.

2.5 DIAGRAMA DE ISHIKAWA (ESPINA DE PESCADO)

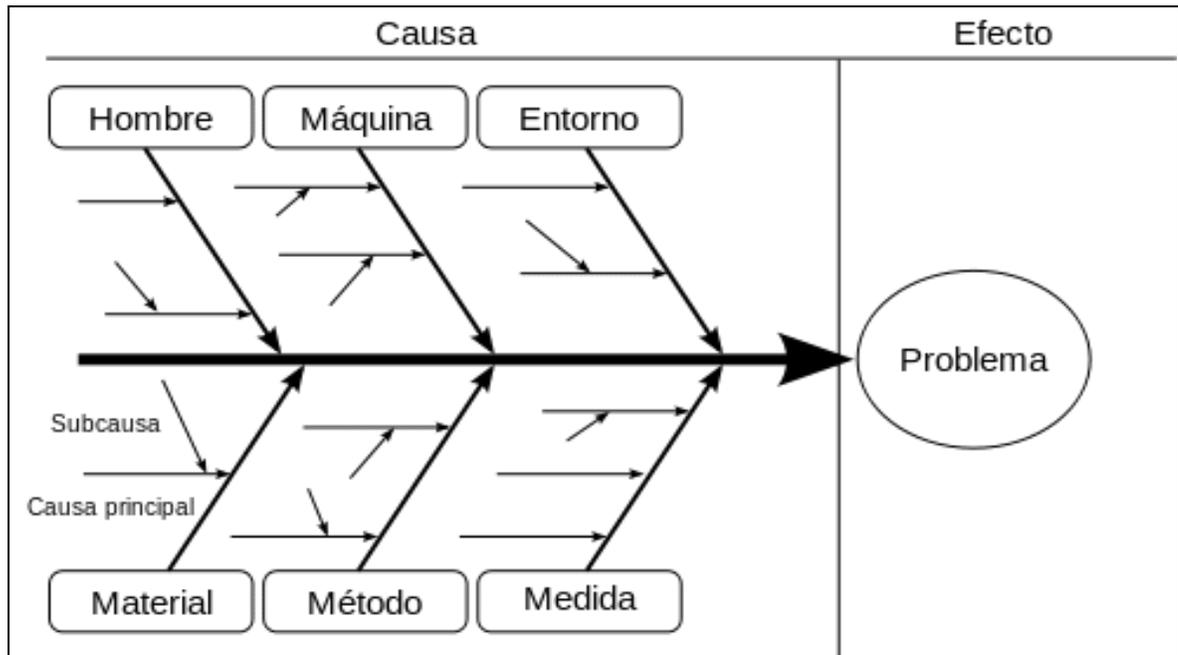
Es una herramienta de análisis que permite visualizar las causas que explican un determinado problema de forma gráfica, debido a su estructura esta herramienta también es conocida como diagrama de espina de pescado.⁸¹

En primer lugar, se determina el evento no deseado o problema raíz que se va a analizar, el cual es ubicado en la zona derecha del diagrama como se observa en la **Figura 9**, luego se determinan las categorías o eventos generales para el desarrollo del problema, estas son ubicadas en el cuerpo del diagrama, seguido a esto se determinan las causas que van relacionadas a cada categoría, para finalizar, se establecen subcausas que aporten a la causa principal de cada categoría, para así poder realizar un análisis de información que permita encontrar la causa raíz.

⁸⁰ LÓPEZ, Jesus. Op. Cit., p. 7.

⁸¹ ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES. Op. Cit., p. 1.

Figura 9. Ejemplo de un diagrama Ishikawa



Fuente. ALDAVERT, Jaume. Ishikawa. Herramienta para la solución de problemas. Noviembre 2016.

2.6 DIAGRAMA DE PARETO

Es una herramienta de carácter gráfico la cual permite establecer los aspectos de mayor impacto en una situación determinada.

El diagrama de Pareto tiene como ventaja sobre las otras herramientas la posibilidad de determinar la probabilidad de que una causa haya sido la razón del problema de estudio.

Para la elaboración de este diagrama se requiere un listado de las causas presentes en el problema raíz y el número de veces que se han visto involucradas en problemas iguales. Evaluándose mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 1. Porcentaje de causa

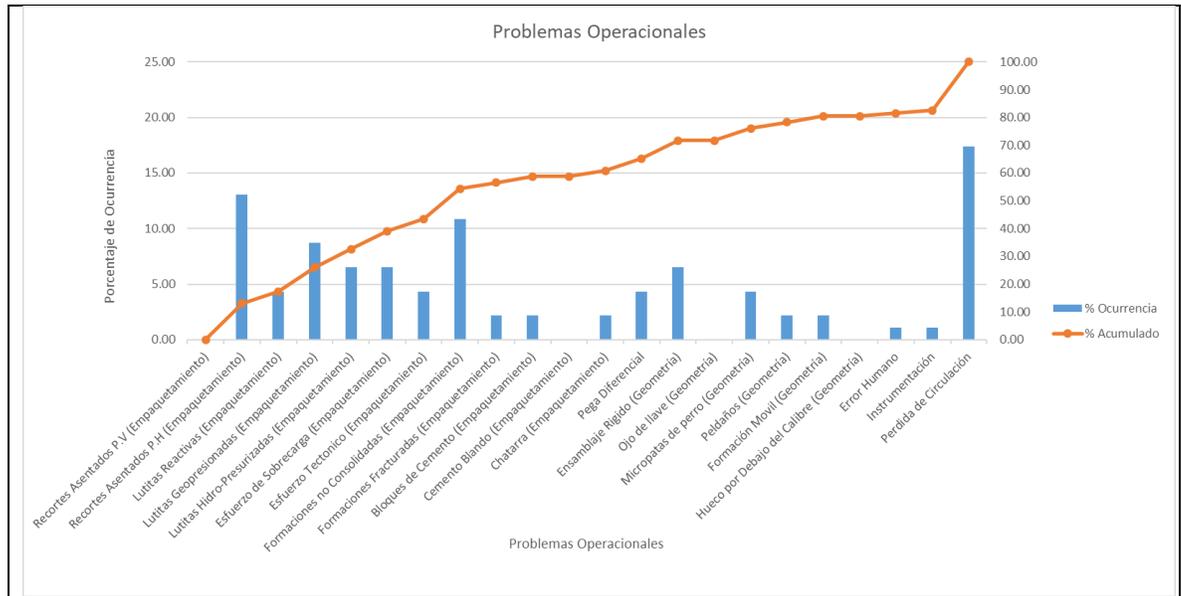
$$\% \text{ de Causa} = \frac{\text{Número de veces que la causa es asociada al problema}}{\text{Número de causas totales asociadas al problema}}$$

Fuente. WALPOLE, Ronald. Probabilidad y estadística para ingenieros. 6 ed. Mexico: Pablo Eduardo Roig Vázquez, 1999. 4 p.

Este proceso se realiza con todas las causas presentes en el problema de estudio, con el fin de determinar cuál de estas es la que tiene un mayor porcentaje. Una vez

realizado este proceso, se tabulan los datos y se realiza un gráfico que representa los porcentajes respectivos de cada causa asociada a un problema, esto se puede observar en el **Gráfico 1**.

Gráfica 1. Diagrama de Pareto



Fuente. Elaboración propia.

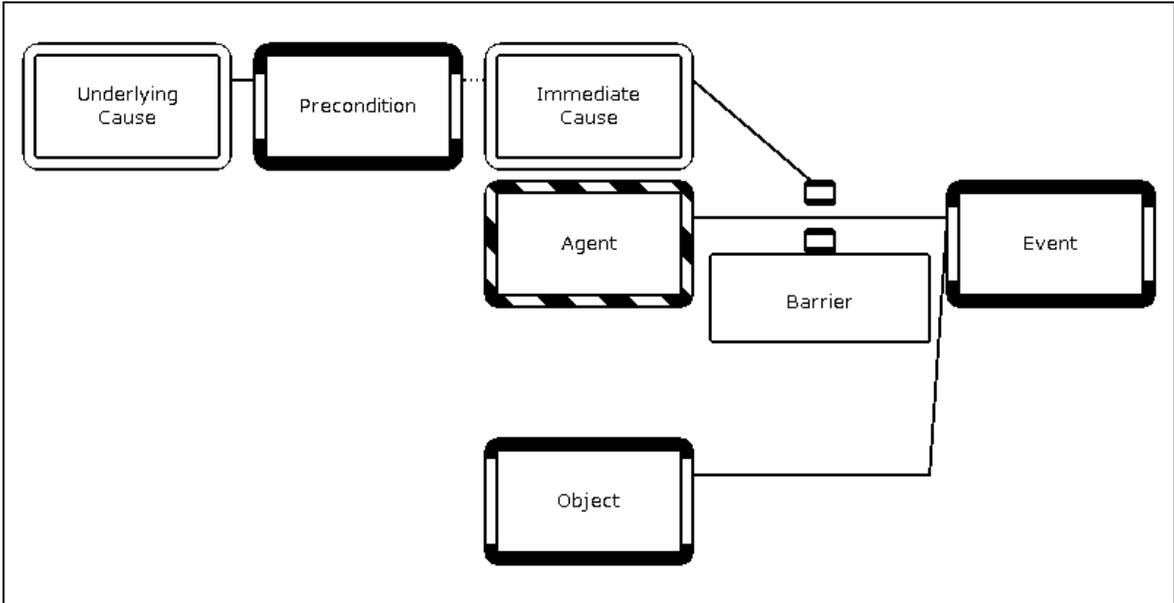
2.7 TRIPOD BETA

Es una forma de realizar un análisis de incidentes, generalmente su uso es para incidentes muy complejo, ya que es un método muy extenso y detallado.

Para la construcción de esta herramienta se requieren tres pasos. El primero es hacer un análisis de todos los eventos que ocurrieron en el incidente, enumerando estos mismos en una cadena de eventos. Seguido, se deben identificar las distintas barreras que no lograron detener la cadena de eventos desafortunados y una vez identificados se realiza un análisis de la razón del fracaso de las barreras.

En la **Figura 7** se presenta un esquema Tripod Beta, en el cual se busca aclarar por qué falló la barrera, y de esta manera lograr determinar la causa raíz, mediante la identificación de la causa inmediata y las precondiciones que había durante la operación.

Figura 10. Esquema Tripod Beta



Fuente. CARROLL, Andra. Presentation layout – Tripod Beta. Mayo 2016.

3. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA UN ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DURANTE LA ETAPA DE PERFORACIÓN

En el presente capítulo se explica el proceso para realizar el análisis causa raíz a los problemas operacionales durante la perforación, para esto se realizan las siguientes actividades:

1. Selección del objeto de estudio.
2. Recolección de información.
3. Organización de la información.
4. Análisis de la información.
5. Diagnóstico de las causas raíz de los problemas operacionales.
6. Entrega de informe.

Estas actividades son la subdivisión del presente capítulo, explicando de manera global, el paso a paso para ejecutar el procedimiento mencionado anteriormente.

3.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

Para seleccionar el pozo el cual será sometido al estudio de análisis causa raíz, es necesario que cumpla con alguno de los siguientes factores: Que presente un problema operacional durante la perforación o que se conozcan previamente alguno de los posibles riesgos que puedan ocurrir durante la perforación para de esta manera cotejar la data correspondiente y así poder determinar la causa raíz de estos posibles riesgos.

Para la selección del evento de estudio es necesario catalogar, el tipo de problema presentado en el pozo o en su defecto por antecedentes determinar cuáles han sido los problemas operacionales más concurridos de la zona, de ser así, se necesitará realizar un paso en esta sección, que sería listar los problemas operacionales más concurridos para ser analizados uno a uno.

3.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se requiere contar con la información suficiente para llevar a cabo el análisis de problemas operacionales durante la perforación del pozo. Esta información puede ser adquirida por parte de la empresa operadora, como también con empresas prestadoras de servicios y/o archivos que contengan información de perforación de los campos de interés.

3.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Es una de las etapas con mayor relevancia durante la investigación. Para el correcto desarrollo de esta fase existen metodologías para el manejo de la información, entre estas se encuentran: diagramas de flujo, la espina de pescado, cuadros conceptuales, árbol lógico de fallas, árbol de realidad actual, líneas de tiempo, entre otras.

En la **Figura 11**, se presenta el orden cronológico típico para la determinación de la causa raíz de un problema específico, de tal forma que se identifican las etapas a tener en cuenta en el análisis de información, comenzando por la identificación del problema operacional o evento no planeado, seguido de la búsqueda de las señales de advertencia que surgieron previamente al evento no deseado y finalizando con el uso de una metodología de causa raíz para reflejar la información obtenida.

Figura 11. Organización de la información



Fuente. Elaboración propia.

3.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Una vez la información se encuentra organizada, se procede a realizar un análisis de esta para poder relacionar la o las causas raíz que llevaron a que se presentara el evento no planeado.

Para realizar el análisis de esta información se hace el uso de las herramientas y metodologías nombradas en el capítulo anterior adicionando la revisión de los eventos de barrera presentes durante la perforación, las cuales son determinadas según su condición (Defensa o Control), las cuales serán descritas a continuación:

Como barreras de defensa se tiene la información geológica de la formación, parámetros operacionales adecuados, control direccional, características del fluido, cálculos de cementación, mientras que las barreras de control son las medidas preventivas, tipo de tecnología implementada y el diseño del BHA.

Los eventos de barrera, hacen referencia a los distintos sucesos que permitieron la implementación de distintos mecanismos para el control de pozo o por qué estas barreras llegaron a fallar durante la operación.

3.5 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES

Comprende la etapa final del proceso, en donde se identifican los posibles motivos que llevaron a que se presentara el evento no deseado durante la perforación y así poder llegar a establecer la causa raíz del problema.

Durante el diagnóstico se busca establecer los motivos de falla de las barreras de control y defensa, teniendo, como consecuencia un problema operacional durante la perforación. La revisión de los parámetros empleados es esencial para justificar las causas que llevaron al evento no deseado.

3.6 ENTREGA DE INFORME

Se realiza un informe recopilando la información obtenida mediante el análisis causa raíz, generando recomendaciones y conclusiones de los problemas operacionales presentados en el objeto de estudio, así mismo, se busca establecer lecciones aprendidas con el fin de evitar la repercusión de los problemas a futuro.

Para la entrega del informe se recomienda la presencia de los parámetros presentes en la **Cuadro 6**, con el fin de poder ser usado como antecedente en caso de que se presente nuevamente el suceso no deseado.

Cuadro 6. Parámetros para la entrega de informe

PARAMETROS
<ol style="list-style-type: none">1. Descripción del evento no deseado.2. Eventos presentados de manera previa a que sucediera dicho evento.3. El análisis a cada uno de estos eventos.4. Listado de las posibles causas raíz.5. Análisis de la causa raíz.

Fuente. Elaboración propia.

4. PROCEDIMIENTO APLICADO AL POZO C

En este capítulo se expone la metodología propuesta para analizar problemas operacionales que será validada con la información del pozo C el cual ya fue perforado. El pozo C se encuentra en el mismo grupo de pozos previamente diagnosticados, por lo cual lo hace un buen candidato para ser sometido al estudio.

4.1 SELECCIÓN DEL OBJETO ESTUDIO

Como se mencionó en el capítulo anterior el primer paso es determinar el tipo de pozo al cual se le implementará el análisis de causa raíz. Para este caso, se toma el programa de perforación del pozo, junto con los reportes de perforación y entrega de turno para realizar el cotejo histórico del mismo.

Este pozo tuvo un tiempo no productivo de 42.1 días, las razones que llevaron a dicho problema operacional fueron: pérdida de circulación y pega de tubería, relacionando el diagnóstico de pozos A y B efectuado en el capítulo dos, son problemas de los cuales ya se tenían antecedentes en el campo, es por esto que se efectuara un análisis causa raíz para establecer las razones que llevaron a que se presentaran los problemas operacionales durante la operación.

4.2 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

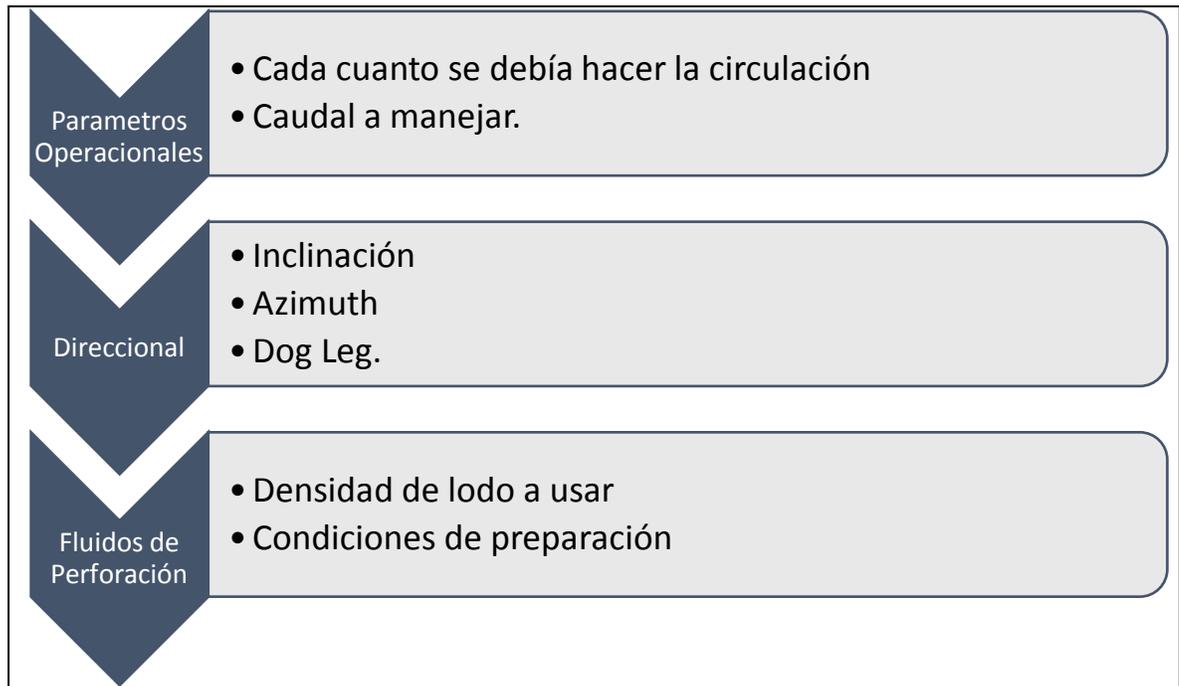
Se consultaron los reportes base de la operación, los informes finales de perforación para así establecer el respectivo cotejo histórico de la perforación del pozo y desarrollar el análisis de causa raíz de los problemas operacionales evidenciados durante la perforación del mismo.

4.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Entre los factores revisados la prioridad son los parámetros operacionales, el manejo de la parte direccional y la preparación del fluido de perforación, esta información se puede ver en la **Figura 12**, junto con lo evaluado en cada uno de los puntos mencionados, pues fueron los factores que presentaron cambios con respecto a los planeados.

Mediante la información suministrada, se evidencio la presencia de los posibles eventos que desembocaron en un problema operacional durante la perforación los cuales se describen a continuación:

Figura 12. Parámetros que revisar en la toma de información



Fuente. Elaboración propia.

1. Debido a la posibilidad de la presencia de pérdidas, se recomienda realizar una circulación hasta el retorno de limpios, utilizando el caudal establecido en el programa operacional para percibir la existencia o no de las pérdidas.
2. Este pozo será direccional, por lo cual se necesita un BHA que no sea demasiado rígido, para ello se requiere un buen diseño del mismo, ya que por historia se tienen precedentes de pega por geometría de pozo al empezar el kickoff point.
3. Existe una posibilidad de pega por empaquetamiento debido a un exceso de material LCM bombeado a fondo, puesto que en los tanques se presenta una acumulación de este material, lo cual, permite evidenciar una falta de acondicionamiento del fluido de perforación.
4. Al hacer una comparación del programa de perforación junto con la entrega de turno, se evidencia que el galonaje usado es menor a la tasa mínima de flujo establecida, esto indica un manejo inadecuado de hidráulica, que puede llegar a generar una mala limpieza de pozo.
5. Por geología se establece la presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas, por lo tanto, se debe estar pendiente a un aumento en la tortuosidad.

6. Según la planeación de pozo y el BHA presentado para el trabajo de pozo, se establece que existe un alto riesgo de que este sea demasiado rígido al momento de darle dirección al pozo, ya que los estabilizadores se encuentran a una distancia menor a 60ft.

7. Se presentan inconsistencias entre los documentos de referencia, lo cual da a entender que el personal de la zona falla al momento de hacer seguimiento del árbol de decisiones previamente establecido.

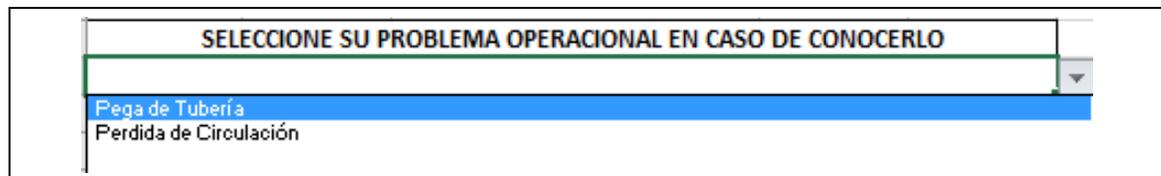
Teniendo en cuenta los siete puntos establecidos se observa que el pozo presenta un alto riesgo de pega de tubería por empaquetamiento y por geometría, a su vez, el personal presenta inconsistencias entre los procedimientos efectuados y los procedimientos planeados.

4.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para el análisis de la información se emplea la matriz propuesta con el fin de determinar los problemas operacionales presentes y con ellos llegar a establecer la causa raíz del problema.

Para el ingreso de datos en la matriz existen dos métodos: Si se conoce el problema operacional esta permite la selección del mismo, para así mostrar únicamente los efectos ligados al problema seleccionado, sin embargo, si no se conoce deberá ingresar datos en todos los efectos presentado para así poder determinar el problema operacional, tal y como se ve en la **Figura 13**.

Figura 13. Encabezado matriz



Fuente. Elaboración propia.

Una vez seleccionado o no el problema, se encuentra un listado de efectos, al ser este un pozo ya perforado y tener el acceso a los distintos eventos ocurridos durante la perforación, no se selecciona un problema operacional si no que se llena el listado el cual se puede ver en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Listado de efectos

Seleccione su problema operacional en caso de conocerlo	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
LISTADO DE EFECTOS	0/1
Aumento de ROP	
Baja rata de Bombeo	
Incremento en Torque	
Incremento en Arrastre	
Incremento en Presión de Bomba	
Relleno en Fondo	
Sobretensión al sacar las cuñas	
Angulo menor a 35°	
Perforando con motor de fondo	
Sobretension y Suabeo	
Recortes suaves y pulposos en la rumba	
Ensamblaje de fondo se embola	
Incremento de la presión de poro	
Existencia de lutitas	
Derrumbes	
Incremento de gas de fondo	
Presión de poro en sobrebalance	
Reducción del peso del lodo	
Mala Limpieza de hueco	
Localización montañosa	
Tectonismo pronosticado	
Torque y arrastre errático	
Creación de huecos elípticos	
¿Ocurrió mientras se perforaba la formación?	
Perdidas de lodo	
Fluctuaciones en la presión de la bomba	
Sobrecarga en el desarenador	
Sobrecarga en las rumbas	
Formaciones naturalmente fracturadas	
Evaluación de la formación del "Mud Logger"	
Trabajo de cementación remedial	
Tapones de cemento	
Bolsillo excesivo	
Derrumbes de cemento	

Tabla 3. (Continuación)

SELECCIONE SU PROBLEMA OPERACIONAL EN CASO DE CONOCERLO	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
LISTADO DE EFECTOS	0/1
Posibilidad de Circulación	
Viaje hacia adentro	
Cubierta del hueco no instalada	
Pobre mantenimiento de la mesa	
Ripios metálicos en las rumbas	
Perdida de herramientas o equipo de la mesa	
No hay movimiento de la sarta	
Alto sobrebalance	
Arenas de baja presión	
Ensamblaje de fondo inestable	
Incremento en peso de asentamiento	
Pata de perro presente	
Cambio de ensamblaje de fondo	
Estabilizador de bajo diámetro	
Cambio abrupto en el ángulo	
Cambio abrupto en la dirección	
Alta tensión en la sarta	
Atasco al sacar la tubería	
Sobretensión cíclica en las juntas	
Correcciones frecuentes de ángulo	
Correcciones frecuente de dirección	
Intercalación de formaciones duras/blandas	
Formaciones fracturadas/falladas	
Sobretensión errática	
Reducción de diámetro del hueco	
Presencia de sal o lutita plástica	
Arenas abrasivas pronosticadas	
Estabilizador por debajo del calibre del hueco	
Cambio de broca	
Trabajo de corazonar	
Formación dura	
Presencia de fracturas naturales	

Tabla 3. (Continuación)

SELECCIONE SU PROBLEMA OPERACIONAL EN CASO DE CONOCERLO	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
LISTADO DE EFECTOS	0/1
Yacimiento depletado	
Incertidumbre de la distribución de zonas fracturadas	
¿Cortes llegan a superficie?	
Alta ROP formación inestable	
Alta RPM en formación inestable	
Galonaje menor a los parámetros operacionales	
¿Propiedades de fluido acorde al programa?	

Fuente. Elaboración propia.

El llenado de la matriz se hizo acorde a la información suministrada por parte de la empresa, dando como resultado la **Tabla 4**.

Tabla 4. Eventos en pozo C

SELECCIONE SU PROBLEMA OPERACIONAL EN CASO DE CONOCERLO	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
LISTADO DE EFECTOS	0/1
Aumento de ROP	1
Baja rata de Bombeo	1
Incremento en Torque	1
Incremento en Arrastre	1
Incremento en Presión de Bomba	0
Relleno en Fondo	1
Sobretensión al sacar las cuñas	0
Angulo menor a 35°	0
Perforando con motor de fondo	1
Sobretension y Suabeo	0
Recortes suaves y pulposos en la rumba	0
Ensamblaje de fondo se embola	0
Incremento de la presión de poro	0
Existencia de lutitas	1
Derrumbes	0
Incremento de gas de fondo	0
Presión de poro en sobrebalance	0

Tabla 4. (Continuación)

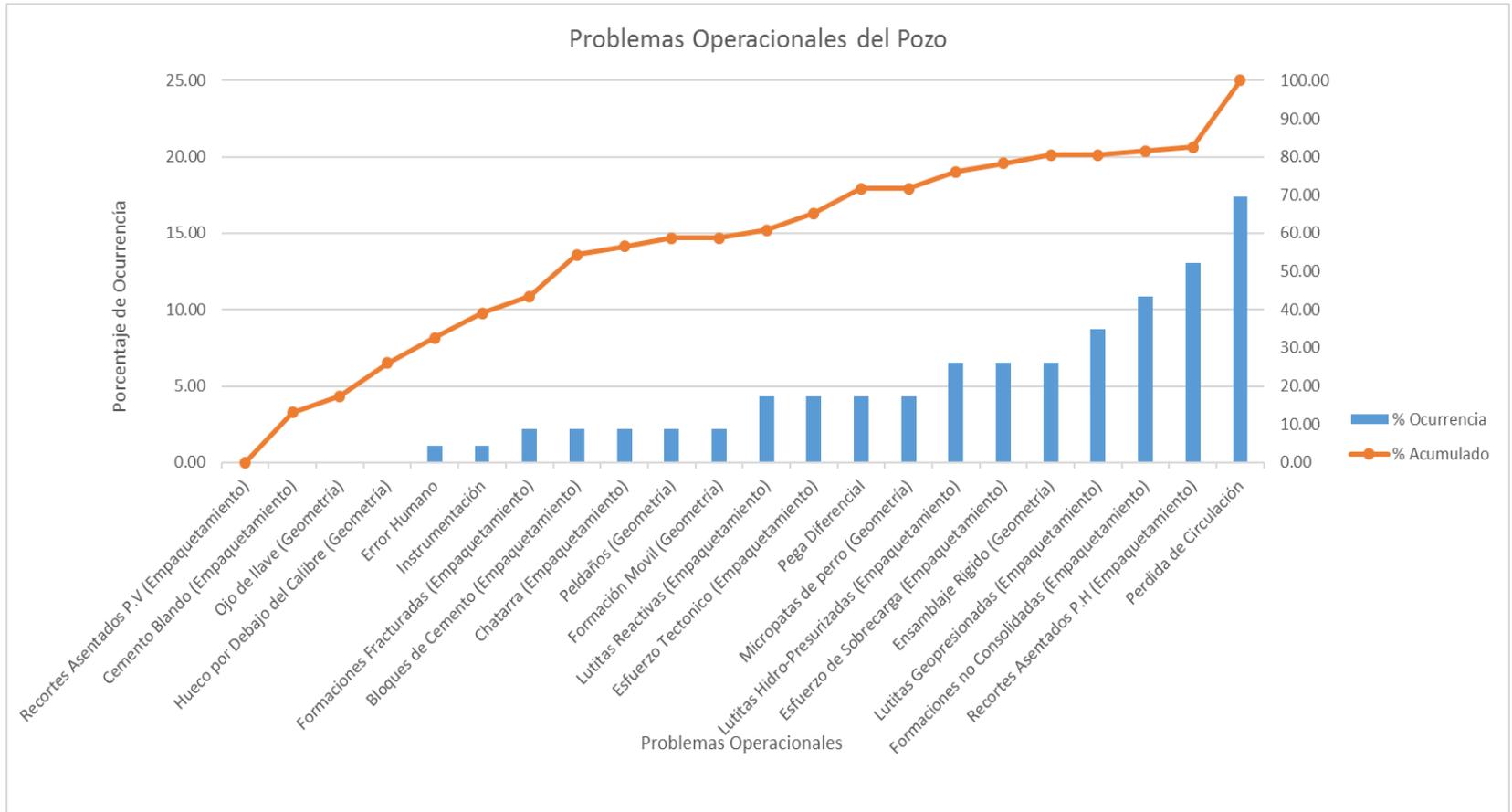
Reducción del peso del lodo	0
Mala Limpieza de hueco	1
Localización montañosa	0
Tectonismo pronosticado	0
Torque y arrastre errático	1
Creación de huecos elípticos	0
¿Ocurrió mientras se perforaba la formación?	0
Perdidas de lodo	0
Fluctuaciones en la presión de la bomba	0
Sobrecarga en el desarenador	0
Sobrecarga en las rumbas	0
Formaciones naturalmente fracturadas	0
Evaluación de la formación del "Mud Logger"	0
Trabajo de cementación remedial	0
Tapones de cemento	0
Bolsillo excesivo	0
Derrumbes de cemento	0
Posibilidad de Circulación	0
Viaje hacia adentro	0
Cubierta del hueco no instalada	0
Pobre mantenimiento de la mesa	0
Ripios metálicos en las rumbas	0
Perdida de herramientas o equipo de la mesa	0
No hay movimiento de la sarta	0
Alto sobrebalance	0
Arenas de baja presión	0
Ensamblaje de fondo inestable	0
Incremento en peso de asentamiento	0
Pata de perro presente	1
Cambio de ensamblaje de fondo	1
Estabilizador de bajo diámetro	1
Cambio abrupto en el ángulo	1
Cambio abrupto en la dirección	1
Alta tensión en la sarta	1
Atasco al sacar la tubería	0
Sobretensión cíclica en las juntas	0
Correcciones frecuentes de ángulo	0
Correcciones frecuente de dirección	0

Tabla 4. (Continuación)

SELECCIONE SU PROBLEMA OPERACIONAL EN CASO DE CONOCERLO	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
LISTADO DE EFECTOS	0/1
Sobretensión errática	0
Reducción de diámetro del hueco	0
Presencia de sal o lutita plástica	0
Arenas abrasivas pronosticadas	0
Estabilizador por debajo del calibre del hueco	0
Cambio de broca	0
Trabajo de corazonar	0
Formación dura	0
Presencia de fracturas naturales	1
Yacimiento depletado	1
Incertidumbre de la distribución de zonas fracturadas	1
¿Cortes llegan a superficie?	1
Alta ROP formación inestable	1
Alta RPM en formación inestable	1
Galonaje menor a los parámetros operacionales	1
¿Propiedades de fluido acorde al programa?	1

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 2. Diagrama de Pareto para pozo C



Fuente. Elaboración propia.

Para poder realizar un buen uso de la matriz, se deben tomar los mayores porcentajes de ocurrencia en cada escalafón de las secciones que tiene la **Gráfica 2**, por lo cual se toma en primer lugar la pérdida de circulación ya que esta obtuvo un 17.78% , seguido a la pega de tubería por empaquetamiento debido a recortes asentados con un 13.33%, sin embargo el otro tipo de pegas por empaquetamiento pasarían a segundo análisis en caso de que se confirme de que este problema operacional no ocurrió en pozo, por último se toma pega por geometría debido a BHA rígido con un 6.67%.

4.5 DIAGNÓSTICO DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES

En esta sección se trabajan los problemas operacionales determinados en la matriz, siendo la de mayor porcentaje estudiada primero, para de esta forma ir determinado las causas que llevaron a los eventos no deseados.

4.5.1 Pérdida de circulación. La pérdida de circulación ocurre cuando el fluido de perforación se pierde hacia la formación, bien sea por que la formación se encuentra fracturada o es muy porosa.⁸²

En primer lugar, se determinan las barreras de control y defensa, esto con el fin de revisar la preparación previa del pozo para la presentación del problema operacional.

Al ser un problema operacional directamente relacionado con la formación, la primera barrera de control debe ser la caracterización de la formación, seguido por los parámetros operacionales para la operación, así mismo se deben revisar las condiciones del fluido preparado para la perforación, ahora bien, como barreras de defensa se establecen todas las medidas preventivas que se tienen para el procedimiento a ejecutar, entre estas medidas las características del fluido se deben considerar nuevamente, esta información se puede ver en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Barreras de control y defensa para pérdida de circulación

BARRERAS DE CONTROL	BARRERAS DE DEFENSA
<ul style="list-style-type: none"> - Características de la formación - Parámetros operacionales adecuados - Características del fluido apropiadas 	<ul style="list-style-type: none"> - Medidas Preventivas - Características del fluido apropiadas

Fuente. Elaboración propia.

Se identifica mediante la caracterización de la formación si las fracturas las cuales están presentes durante el proceso de perforación son naturales o inducidas por

⁸² THE BRITISH PETROLEUM COMPANY. Op. Cit., p. 55.

presión, para esto se hace uso de la pestaña llamada perdida de circulación en la matriz, la cual presentara la **Tabla 5**.

Tabla 5. Caracterización de la formación

LLENE SEGÚN CORRESPONDA	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
En caso de no conocer el origen de las fracturas favor marque 0 en los dos primeros eventos	
1. CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN	
Fracturas Naturales	
Fracturas Inducidas	
Campo con más de 30 años de producción	
Formación sin consolidar	
Fracturas/Fisuras	
Frontera de fallas sin sellar	
Formaciones cavernosas	
Excesivo peso del lodo	
Altas pérdidas de presión por fricción en el anular	
Presión de surgencia en el hueco	
Presión impuesta/atrapada	
Presión de cierre	
Baja presión de formación	

Fuente. Elaboración propia.

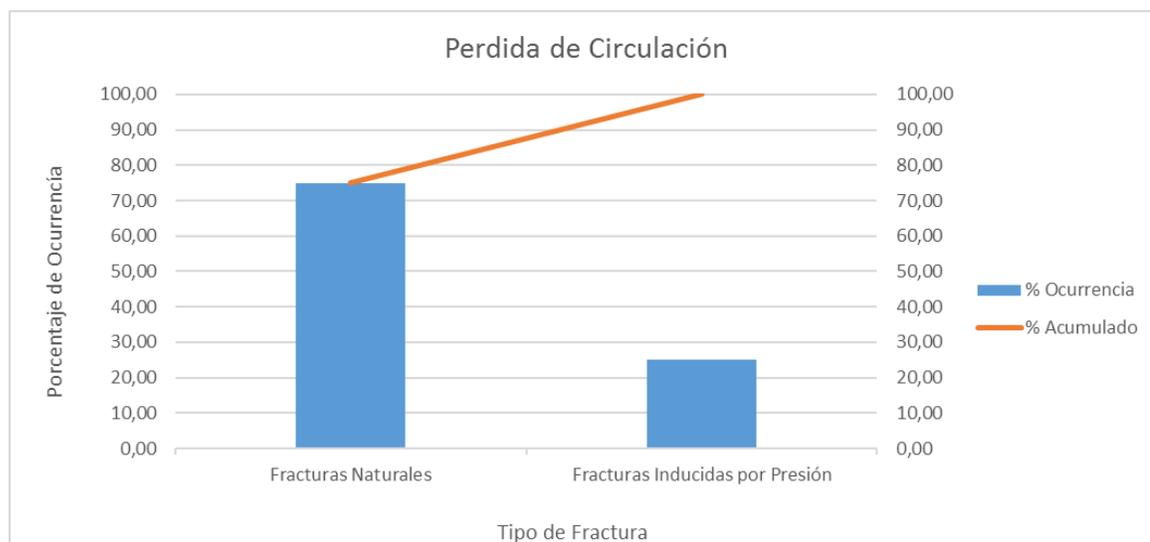
Una vez llenado los datos correspondientes con unos y ceros en la tabla se obtiene el resultado expuesto tanto en la **Tabla 6** como en la **Gráfica 3**.

Tabla 6. Caracterización de la formación según información

LLENE SEGÚN CORRESPONDA	
<i>Si cumple marque "1" si no marque "0"</i>	
En caso de no conocer el origen de las fracturas favor marque 0 en los dos primeros eventos	
1. CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN	
Fracturas Naturales	0
Fracturas Inducidas	0
Campo con más de 30 años de producción	1
Formación sin consolidar	1
Fracturas/Fisuras	1
Frontera de fallas sin sellar	0
Formaciones cavernosas	0
Excesivo peso del lodo	0
Altas pérdidas de presión por fricción en el anular	1
Presión de surgencia en el hueco	0
Presión impuesta/atrapada	0
Presión de cierre	0
Baja presión de formación	0

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 3. Pérdida de circulación



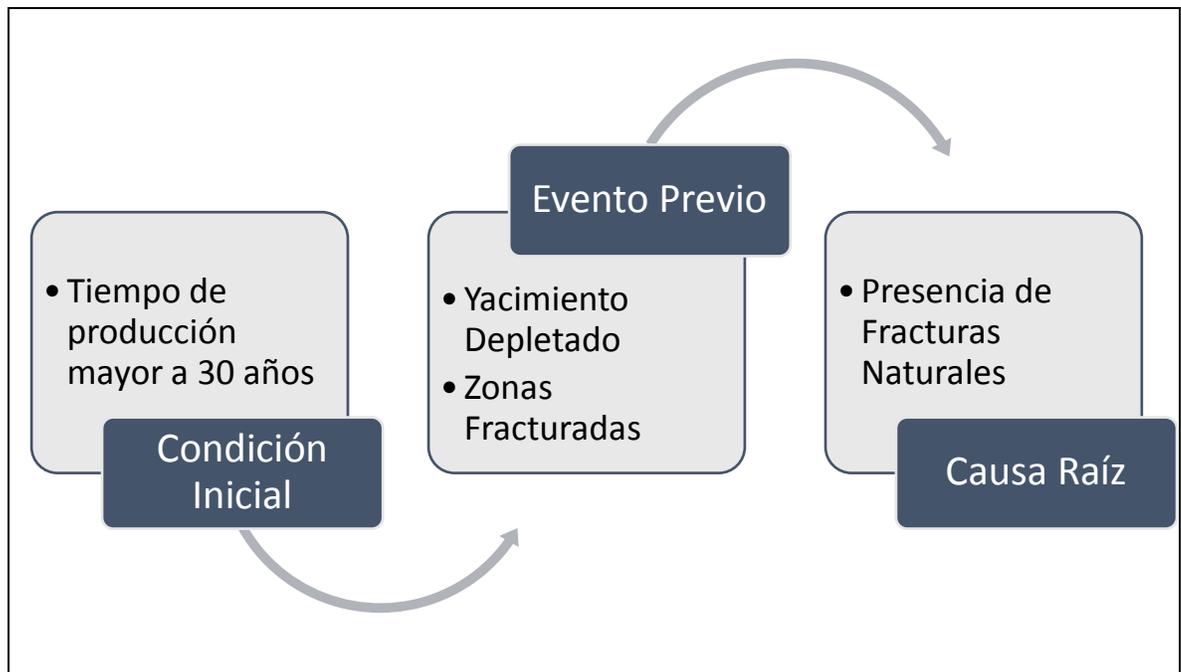
Fuente. Elaboración propia.

Según los resultados obtenidos se puede determinar que la causa raíz que llevo a la pérdida de circulación, fue la presencia de fracturas naturales ya que su porcentaje de ocurrencia es del 75% como se observa en la **Gráfica 3**, además de que una condición que lleva a la presencia de estas fracturas es el hecho de que el campo lleve en producción más de 30 años, por lo tanto, una causa inmediata a dicha condición es que el yacimiento se encuentre depletado, así mismo existe una

gran posibilidad de que hayan zonas fracturadas de las cuales no se conozca con exactitud su distribución.

En la **Figura 14** se presentan las condiciones iniciales, eventos previos y la causa raíz asociada a la caracterización de la formación, por lo cual, una vez revisados los factores se estableció que la condición inicial es el periodo de actividad del campo, como eventos previos se estudió la posibilidad de que el yacimiento estuviese depletado junto con la existencia de zonas fracturadas, dando, como resultado una causa raíz por presencia de fracturas naturales validando asó los resultados obtenidos en la **Gráfica 3**.

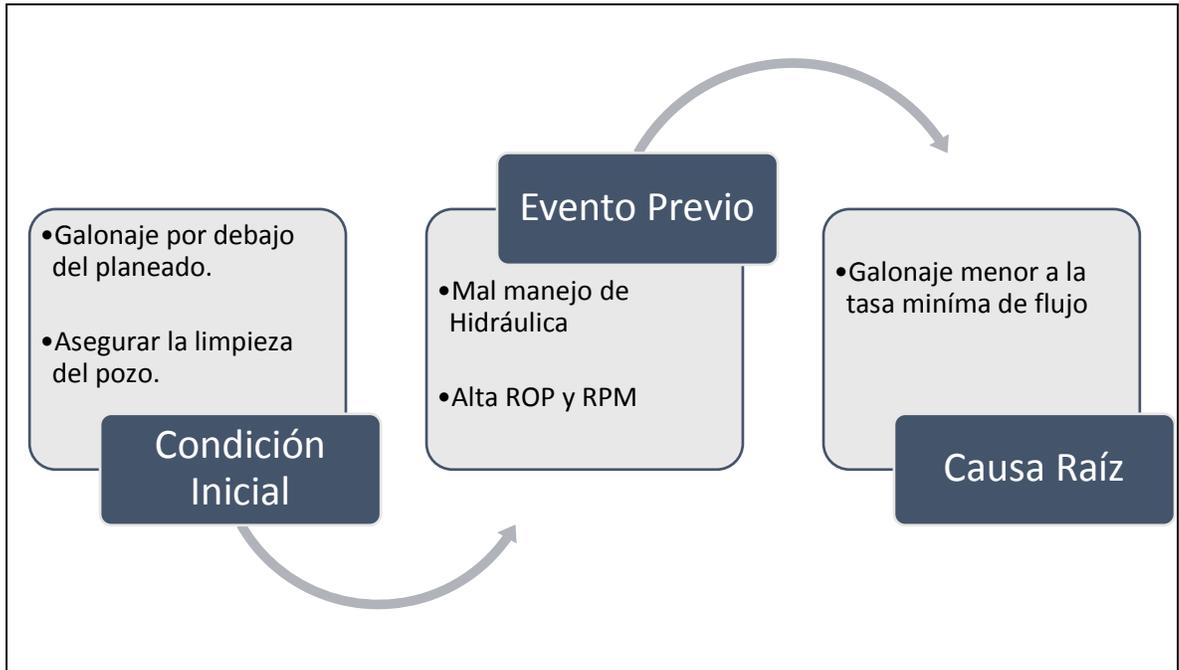
Figura 14. Causa raíz por caracterización de la formación



Fuente. Elaboración propia.

Seguido al análisis expuesto en la **Figura 14**, se revisan los parámetros operacionales mediante un cotejo histórico entre lo que se planeó vs lo que se hizo, determinando que hubo un mal manejo de hidráulica ya que el galonaje usado era menor al que se había planeado al principio de la operación, además de que hubo un alto ROP y RPM con el fin de llevar los cortes a superficie y mantener una buena limpieza de hueco, sin embargo, esta última medida no es muy acertada ya que al momento de ser implementada la formación que se estaba atravesando es considerada inestable, dando como resultado la **Figura 15**.

Figura 15. Causa raíz por parámetros operacionales



Fuente. Elaboración propia.

Por último, queda el análisis de las propiedades del fluido expuesto en la **Tabla 7** y **Tabla 8**, para el cual se consideran factores como la densidad adecuada del lodo, el uso de LCM para contrarrestar las pérdidas de circulación y/o el uso de píldoras de bombeo como barrera de defensa, esta información es la que usa la matriz para determinar la causa raíz.

Tabla 7. Propiedades del fluido

2. PROPIEDADES DEL FLUIDO	
Peso de Lodo adecuado	0
Uso de LCM	0
Píldoras de bombeo	0

Fuente. Elaboración propia.

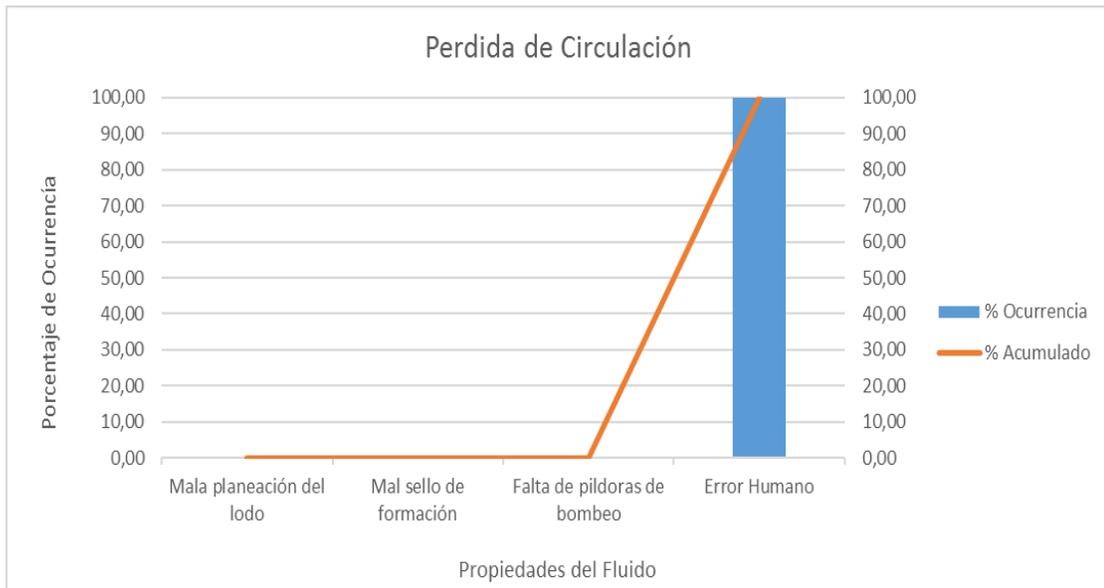
Una vez llenada la tabla se obtienen los resultados expuesto en la **Gráfica 4**.

Tabla 8. Propiedades del fluido pozo C

2. PROPIEDADES DEL FLUIDO	
Peso de Lodo adecuado	1
Uso de LCM	1
Píldoras de bombeo	1

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 4. Causa raíz propiedades del fluido

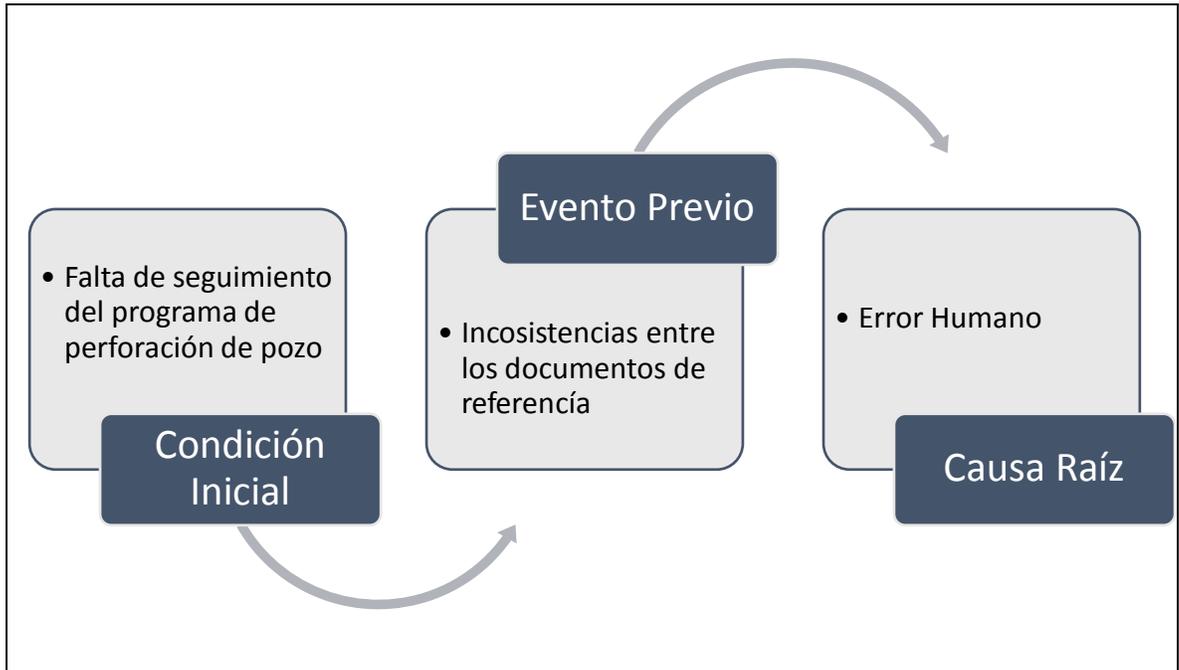


Fuente. Elaboración propia.

Como se puede observar en la **Gráfica 4**, se determina que la causa raíz que llevo a que las propiedades del fluido desembocaran en un problema operacional fue por error humano, siendo la probabilidad de un 100%, esto se puede confirmar al cotejar la información suministrada por la empresa puesto que se presentaron inconsistencias entre los distintos documentos de referencia.

Para representar lo anteriormente dicho, en la **Figura 16** se establecieron las condiciones iniciales y eventos previos para que se diera la causa raíz obtenida en la **Gráfica 4**,

Figura 16. Causa raíz por propiedades del fluido



Fuente. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta las tres causas raíz establecidas previamente se determina que, en primera instancia, al existir la posibilidad de pérdida de circulación se debió usar el material LCM no solo como medida correctiva si no como medida preventiva, pues el antecedente ya existe, así mismo, que el error humano influyo de manera considerable al momento de preparar el fluido de perforación por lo cual, al asignar un orden a estas causas esta sería la primera ya que de esta se desprenden las otras como se puede ver en la **Figura 17**.

Figura 17. Orden de causas para perdida de circulación



Fuente. Elaboración propia.

4.5.2 Pega de tubería. Es el proceso en el cual la tubería queda estancada en el pozo, de tal manera que su movimiento queda restringido por distintos factores, y con ello, las fuerzas de hueco abajo restringen el movimiento de la sarta a través de él.

Debido a que previamente se estableció el problema operacional de pérdida de circulación, la primera barrera de control a establecer es la limpieza de pozo, además de tener en cuenta que el pozo es direccional y que por antecedentes se tiene la posibilidad de pega de tubería después del kickoff point, por lo cual, las otras dos barreras de control serán el control direccional junto con el diseño adecuado del BHA.

Para la evaluación del mecanismo de pega se tienen dos opciones: La primera es usar la **Tabla 9** de identificación de mecanismos de pega de tubería o usar la matriz previamente establecida, la cual indica el tipo de pega obtenido.

Tabla 9. Identificación de mecanismo de pega de tubería

IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE PEGA DE TUBERÍA			
MOVIMIENTO DE TUBERÍA ANTES DE LA PEGA?	EMPAQUETAMIENTO - PUENTE	DIFERENCIAL	GEOMETRÍA DEL HUECO
Viajando hacia arriba	2X	0	2X
Back reaming (Rimando)	0	0	2X
Viajando hacia abajo	X	0	2X
Reaming (Rimando abajo)	0	0	2X
Estacionario	2X	2X	0
MOVIMIENTO DE TUBERÍA DESPUÉS DE LA PEGA?			
Libre abajo	0	0	2X
Restringido abajo	X	0	2X
Imposible abajo	0	0	0
ROTACIÓN DE LA TUBERÍA DESPUÉS DE LA PEGA?			
Rotación libre	0	0	2X
Rotación restringida	2X	0	2X
Rotación imposible	0	0	0
PRESIÓN DE CIRCULACIÓN DESPUÉS DE LA PEGA?			
Circulación libre	0	2X	2X
Circulación restringida	2X	0	0
Circulación imposible	2X	0	0
TOTALES			

INSTRUCCIONES:
Conteste las preguntas escogiendo todos los números en las filas con las respuestas correctas. Sume las columnas, la columna con la mayoría indica el mecanismo de pega.

Fuente. DRILLING AND WORKOVER SERVICES LTDA. – TRAINING SCHOOL. Octubre, 2017.

Independiente de la forma en que se calcule el tipo de pega de tubería el resultado es el mismo, se tiene pega por empaquetamiento con un total de 7 puntos por la **Tabla 9** o un 13.33% si se mira la **Gráfica 2**, y en segundo lugar se tiene la pega por geometría que de igual forma si se ve la **Tabla 9** se obtendría un valor de 6

puntos mientras que en la **Gráfica 2** tiene un 6.67%, lo cual confirma que las barreras de control previamente descritas están correctas y se resumen en la **Cuadro 8**.

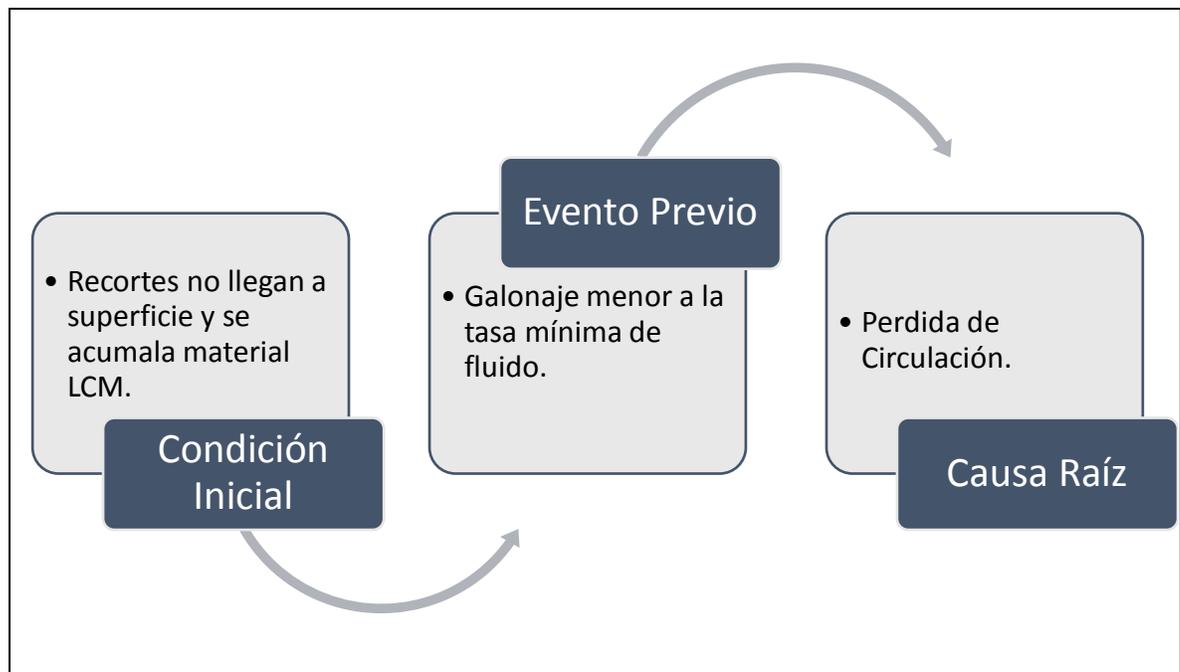
Cuadro 8. Barreras de control para pega de tubería

BARRERAS DE CONTROL		
Limpieza de Pozo	Control Direccional	Diseño de BHA

Fuente. Elaboración propia.

Para realizar el análisis de la limpieza de pozo, es necesario tener en cuenta la pérdida de circulación, debido a que, se trabajó con un galonaje menor a la tasa mínima de flujo, lo que permite la acumulación de cortes y material de LCM usado en el fluido de perforación, lo que lleva a una falta de acondicionamiento del fluido, generando así la pega por empaquetamiento por recortes asentados, por lo tanto, la causa raíz de una mala limpieza de pozo en este caso fue la pérdida de circulación, lo cual se evidencia en la **Figura 18**.

Figura 18. Causa raíz por mala limpieza de pozo

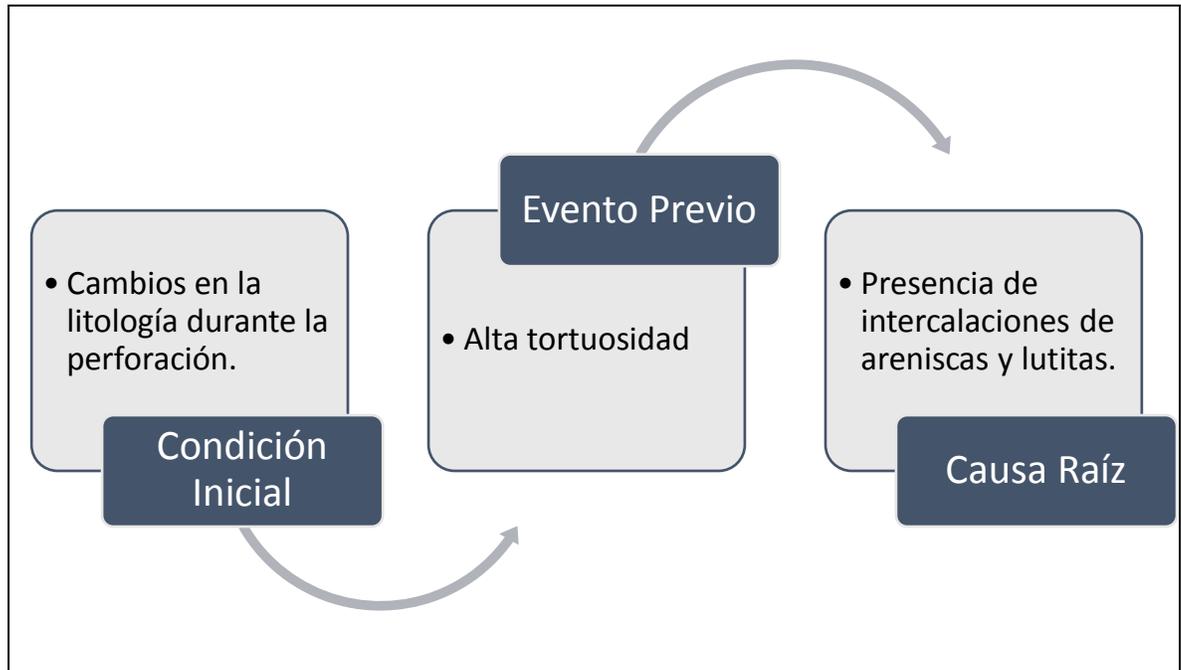


Fuente. Elaboración propia.

Para la parte del control direccional se debe tener en cuenta la geología de las formaciones a travesar, en este caso, se evidencia la presencia de intercalaciones de lutitas y areniscas lo cual combinado con un mal seguimiento de la planeación del pozo puede conllevar a que la trayectoria planeada no se pueda cumplir, esta hipótesis se plantea, ya que, uno de los factores que se evidencian en el reporte de

pozo es el aumento de la tortuosidad y dicho factor explica los eventos que pueden llegar a acrecentar la pega de tubería por recortes asentados o en su defecto presentar pega por lutitas geopresionadas, dando como resultado la **Figura 19**.

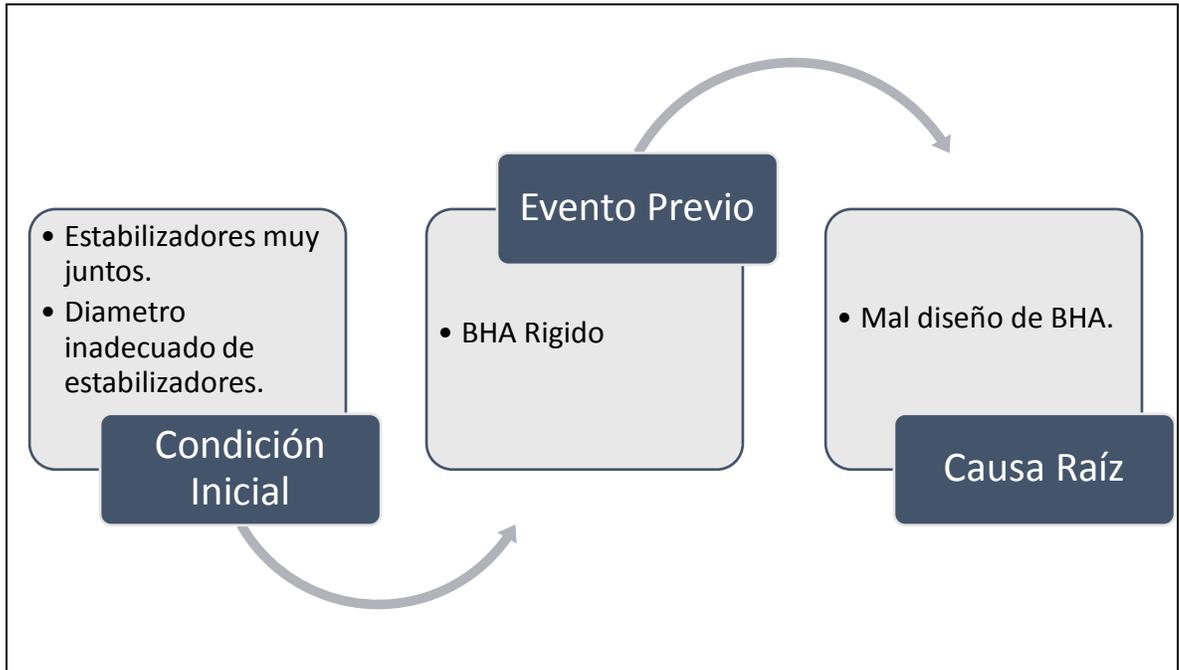
Figura 19. Causa raíz por control direccional



Fuente. Elaboración propia.

Considerando que este pozo será horizontal el BHA no debe ser rígido, por lo cual, el uso de estabilizadores debe ser controlado para evitar pega por geometría, sin embargo, se usaron estabilizadores a menos de 60 ft haciendo que este BHA fuese demasiado rígido, sumado a que estos eran demasiado grandes, pues la diferencia entre hueco y estabilizadores fue apenas de 0.375 plg, lo cual es una distancia muy pequeña para un pozo direccional, dando así el problema operacional de pega de tubería por geometría, esto último se puede ver representado en la **Figura 20**.

Figura 20. Causa raíz por diseño de BHA



Fuente. Elaboración propia.

Por lo tanto, se establece que la pérdida de circulación evaluada previamente fue causante de la pega de tubería por empaquetamiento, sin embargo, el mal diseño del BHA generó la pega de tubería por geometría, por esto mismo, es importante revisar la geología la cual se va a atravesar con el fin de evitar cambios de trayectoria que fueren un ángulo el cual el BHA diseñado no pueda cumplir.

4.6 ENTREGA DE INFORME

Una vez realizado el diagnóstico se procede a realizar el informe del análisis que deberá cumplir con los parámetros establecidos en el **Cuadro 6**.

4.6.1 Descripción del evento no deseado. Para el pozo C se presentaron de manera general dos problemas operacionales (pérdida de circulación y pega de tubería), de los cuales el primero consiste en la pérdida de fluido de perforación mediante la formación y el segundo se enfoca en la restricción de movimiento del equipo en fondo.

4.6.2 Eventos presentados de manera previa a que sucediera evento no deseado. Teniendo en cuenta los resultados de la **Gráfica 2**, en el caso de pérdida de circulación que fue el evento que presentó mayor posibilidad de ocurrencia 17.78%, se evidenciaron que los eventos previos fueron:

1. Yacimiento depletado.
2. Zonas fracturadas.
3. Mal manejo de hidráulica.
4. Alta ROP y RPM.
5. Inconsistencia entre los documentos de referencia.

Y para el caso de pega de tubería tanto por empaquetamiento por recortes asentados (13.33%) y por geometría (6.67%), se establecieron los siguientes eventos previos:

1. Galonaje menor a la tasa mínima de flujo.
2. Alta tortuosidad.
3. BHA rígido.

4.6.3 Análisis de eventos no deseados. Para pérdida de circulación se generó el Cuadro 9 en el cual se relacionan condiciones iniciales y eventos que influenciaron de manera directa con el problema.

Cuadro 9. Análisis eventos no deseados para pérdida de circulación

Yacimiento depletado	El campo lleva en producción más de 30 años
Zonas fracturadas	Se conoce de la existencia de fracturas por antecedentes de otros pozos, sin embargo en algunas zonas se desconoce su distribución.
Mal manejo de hidráulica	El galonaje usado era distinto al estipulado a principio de operación.
Alta ROP y RPM	Se aplicó con el fin de mantener una buena limpieza de pozo, desafortunadamente la formación que se atravesaba era poco consolidada por lo tanto no era la mejor opción en el momento.
Inconsistencia entre los documentos de referencia	El programa de perforación de pozo tiene diferencias con el árbol de toma de decisiones durante la perforación.

Fuente. Elaboración propia.

De la misma manera se establece la **Cuadro 10** para los eventos de pega de tubería.

Cuadro 10. Análisis eventos no deseados para pega de tubería

Galónaje menor a la tasa mínima de flujo.	El mal manejo de la hidráulica generó una baja tasa de flujo.
Alta tortuosidad.	Debido a la presencia de intercalaciones entre lutitas y areniscas se presentó dicho evento.
BHA rígido.	Uso de estabilizadores a menos de 60 ft de diferencia entre ellos junto con una diferencia de diámetros entre hueco y estabilizador de 0.375 plg.

Fuente. Elaboración propia.

4.6.4 Listado de las causas raíz. A continuación, se establecen las causas raíz tanto para pérdida de circulación como de pega de tubería con el fin de realizar su respectivo análisis en la última sección del informe.

1. Presencia de fracturas naturales.
2. Galónaje menor a la tasa mínima de flujo.
3. Error humano.
4. Pérdida de circulación.
5. Presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas.
6. Mal diseño de BHA.

4.6.5 Análisis de causas raíz. A manera de resumen se muestra el **Cuadro 11** en donde se presentan las conclusiones obtenidas del diagnóstico del pozo C.

Cuadro 11. Resumen análisis causa raíz

Presencia de fracturas naturales.	Los desconocimientos de las zonas fracturadas de manera precisa llevaron a pérdida de fluido de perforación.
Galónaje menor a la tasa mínima de flujo.	El mal manejo de la hidráulica llevó a que el fluido no fuese suficiente para llevar los cortes a superficie.
Error humano.	Al no hacer caso a lo planeado se llegó a que se presentara un mal manejo del LCM y a su vez se presentara una pérdida de circulación.
Pérdida de circulación.	Este problema operacional desembocó en una pega de tubería por recortes asentados junto con un exceso de material de LCM.

Cuadro 11. (Continuación)

Presencia de intercalaciones de areniscas y lutitas.	Genero pequeños desvíos que llevaron a modificar la trayectoria original del pozo por lo cual afecto directamente el diseño del BHA.
Mal diseño de BHA.	Genero una pega de geometría, debido al mal uso de los estabilizadores en su diseño.

Fuente. Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

- ❖ La selección de los diagramas de flujo para el diagnóstico de los pozos A y B, (Árbol lógico de fallas y árbol de realidad actual respectivamente) se debió a que, permitían la evaluación simultánea de diversas causas asociadas a un problema en concreto, permitiendo así mismo, establecer las causas y eventos más relevantes del problema.
- ❖ El diagrama de Pareto permitió la identificación de los principales problemas operacionales presentes en el pozo C, dando como problema principal operacional la pérdida de circulación (17.78%), en segunda instancia la pega por recortes asentados (13.33%) y la pega por BHA rígido (6.67%).
- ❖ La metodología propuesta permite la evaluación simultánea de distintos problemas operacionales, como lo es la pega de tubería y pérdida de circulación, algo que con los otros métodos no era posible.
- ❖ La metodología propuesta fue aplicada al pozo C obteniendo resultados similares a los diagnósticos de análisis causa raíz hechos por la empresa que abordó únicamente la pega de tubería.
- ❖ Se determinó como causa raíz que la pega de tubería fue causada por el problema operacional de pérdida de circulación el cual no había sido considerado de manera previa en los diagnósticos de la empresa.
- ❖ El factor humano debe considerarse siempre al momento de realizar un análisis causa raíz, ya que, como se presenció en el pozo C, este desembocó la pérdida de circulación que a su vez generó la pega de tubería por empaquetamiento.
- ❖ El análisis causa raíz se puede ser usado para generar eventos deseados, con el fin de mejorar la operación.
- ❖ El pozo A evidenció una alta probabilidad de pega por empaquetamiento debido a que la zona donde se estaba perforando era muy inestable, mientras que el pozo B, presentó problemas operacionales por cambio de personal generando así un mal diseño de perforación.

6. RECOMENDACIONES

- ❖ Validar la metodología con otros pozos cercanos a los analizados, es decir que tengan similitudes geológica y operacional.
- ❖ Aplicar la metodología a pozos que tengan los problemas tratados en este trabajo de grado con el fin de identificar aspectos a mejorar en la matriz y a su vez mejorar el procedimiento propuesto para la identificación de causa raíz.
- ❖ Evaluar la posibilidad de expandir el uso de la matriz para pronosticar causa raíz en un campo cuya data sea extensiva y así prevenir problemas operacionales durante la perforación en futuros pozos, siempre y cuando sean los problemas tratados en la matriz.
- ❖ Generar una base de datos la cual permita la constante revisión de información que se ha introducido en la matriz para que esta pueda ser consultada por otras personas con el fin de poder buscar similitudes y así realizar un cotejo frente a lo que está ocurriendo y lo que sucedió.
- ❖ Aplicar otros métodos de diagnóstico a los establecidos con el fin de ampliar el espectro de la metodología planteada junto con la matriz establecida.

BIBLIOGRAFÍA

AAMODT, Agnar. GUNDERSEN, Erik. SKALLE, Pál. Detection of symptoms for revealing causes leading to drilling failures. Junio, 2013.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012

ALDAVERT, Jaume. Ishikawa, Herramienta para la solución de problemas. Noviembre 2016.

AMAYA, Correa. El método DOFA, un método muy utilizado para diagnóstico de vulnerabilidad y planeación estratégica. Abril, 2010.

ARIAS, Heydy. Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la cuenca de Los Llanos Orientales (municipios de Acacias y Castilla la Nueva, departamento del Meta). Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingeniería, 2012.

Black, N. H., & Verneti, B. J. Creating and Utilizing a Functional Root Cause Analysis Database. American Society of Safety Engineers. Enero, 2013.

BURGL, Hubach. Bioestratigrafía de la sabana de Bogotá y sus alrededores. Instituto Geológico Nacional. Bogotá, 1957.

BURGL, Hubach. Sedimentación cíclica en el geosinclinal cretáceo de la cordillera oriental de Colombia. Instituto Geológico Nacional. Bogotá, 1961a.

Bargach, S., Martin, C. A., & Smith, R. G. Managing Drilling Knowledge for Improved Efficiency and Reduced Operational Risk. Society of Petroleum Engineers. Enero, 2001.

CAMPBELL, Craddock. A section through the cordillera oriental of Colombian between Bogotá and Villavicencio. Society of Petroleum Geologist and Geophysicist. Bogotá, 1962.

CARREÑO, Francisco; MÁCIAS, Juan. Aplicación de la metodología Tripod Beta modificada para el diagnóstico de las causas raíz de los problemas operacionales presentados en la perforación de los pozos K, L y M en el campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2017.

CARROLL, Andra. Presentation layout – Tripod-Beta. Mayo 2016.

CEDIEL, Fabio; OJEDA, German. Petroleum geology of Colombia. Diciembre, 2013.

DUARTE, Paula, PRADA, María. Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del pozo A en el campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2016.

DEPARTMENT OF ENERGY. Root cause analysis guidance document. United States of America. Febrero, 1992.

DEPARTAMENTO DE SEGUROS DE TEXAS. El análisis de fallas con diagramas de árbol. [en línea] Enero 2013 [citado Agosto 15 de 2017] Disponible de Word Wide Web: <https://www.tdi.texas.gov/pubs/videoresourcessp/spstpfaulttree.pdf>

DRILLING AND WORKOVER SERVICES LTDA. – TRAINING SCHOOL. Identificación de mecanismos de pega. Octubre, 2017.

ECOPETROL. Cartilla - Gestión de la información de operaciones de perforación en OpenWells-ECP, Versión 1, Febrero 2014.

ECOPETROL. Cuenca de Los Llanos Orientales, Estudio geológico regional. Volumen 1, Texto, 198 p., Volumen 2, figura. 137. Bogotá, 1995.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES. Gestión de la calidad, la seguridad y el medio ambiente. (4º organización industrial). Marzo, 2018

GESTIÓN DE OPERACIONES. Gestión e Investigación de operaciones. Febrero 2017.

GUILARTE, Elizabeth; PÉREZ, Milagros; LAO, Yosvani. RESTRICCIONES FÍSICAS PARA EL EMPRENDEDURISMO EN EL SECTOR NO ESTATAL. ANÁLISIS EMPIRICO. Octubre 2015.

HOFFSTETTER, Robert. Amérique Latine. Paris, 1974.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.33p.c.

_____.Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.36p.2008.

_____.Referencias documentales para fuentes de información electrónicas NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998.23p.

INGEOMINAS. Instituto Colombiano de Geología y Minería. Geología del piedemonte llanero en la cordillera oriental, departamentos de Arauca y Casanare. Mayo, 2010.

LÓPEZ, Jesús. Control estadístico de la calidad. Febrero, 2018.

MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. 2016.

MORA, Laydy. Clase 3 Ventana de lodo. En: Fundación Universidad de América (8-12, agosto: Cundinamarca, Bogotá). 2016.

MORA, Laydy. Clase 8 Sarta de producción. En: Fundación Universidad de América (13-18, noviembre: Cundinamarca, Bogotá). 2016.

MORALES, Carlos. Integración de la cartografía geológica de los Llanos Orientales: Departamentos del Meta y sector suroccidental del departamento del Casanare – planchas 248, 249, 250, 251, 252, 267, 268, 269, 270 Y 271, Instituto Colombiano de Geología y Minería. [en línea] Septiembre 2010 [consultado en Septiembre de 2017] Disponible en Word Wide Web: <https://es.scribd.com/document/373395528/Estratigrafia-de-Lacuenca-Llanos-Orientales>.

NELSON, Erik. Fundamentos de la cementación de pozos. Mayo, 2016.

OPEN ROUND COLOMBIA. Llanos Orientales. Enero, 2010.

PEMEX. Diseño de la perforación [en línea] Enero 2014 [citado Abril 15 de 2018] Disponible de Word Wide Web: <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

PEMEX. Procedimiento para el análisis e investigación de incidentes/accidentes con la metodología de análisis causa raíz (ACR) para proveedores y contratistas de la sideo. Noviembre, 2007.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en World Wide Web: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fracturing_pressure.aspx

THE BRITISH PETROLEUM COMPANY. Training to reduce unscheduled events. 2011.

THE NOORDWIJK RISK INITIATIVE FOUNDATION. NRI MORT user's manual for use with the management oversight & risk tree analytical logic diagram. Diciembre, 2009.

UNICEF. El análisis causa-raíz (ACR): Instrumento para la búsqueda e implementación de soluciones para evitar las muertes maternas, fetales y neonatales. Octubre, 2011.

WALPOLE, Ronald. Probabilidad y estadística para ingenieros. 6 ed. Mexico: Pablo Eduardo Roig Vázquez, 1999.

ANEXOS

ANEXO A
MATRIZ ANÁLISIS CAUSA RAÍZ PARA PROBLEMAS OPERACIONALES
DURANTE LA PERFORACIÓN

(Ver CD)

ANEXO B
(INFORMATIVO)
MANUAL OPERATIVO

Mediante el presente documento se busca establecer la manera en que fue construida la matriz, así como su respectivo uso y manera de trabajo.

1. BASE DE CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ.

Para la recolección de la información de eventos plasmados en la matriz, se hizo uso del libro de BP llamado "Training to reduce uncheduled events" junto con distintas hojas de trabajo en las cuales se presentan acciones correctivas, como distintos eventos y problemas operacionales usados en la matriz.

2. SELECCIÓN DE EVENTOS A INCLUIR.

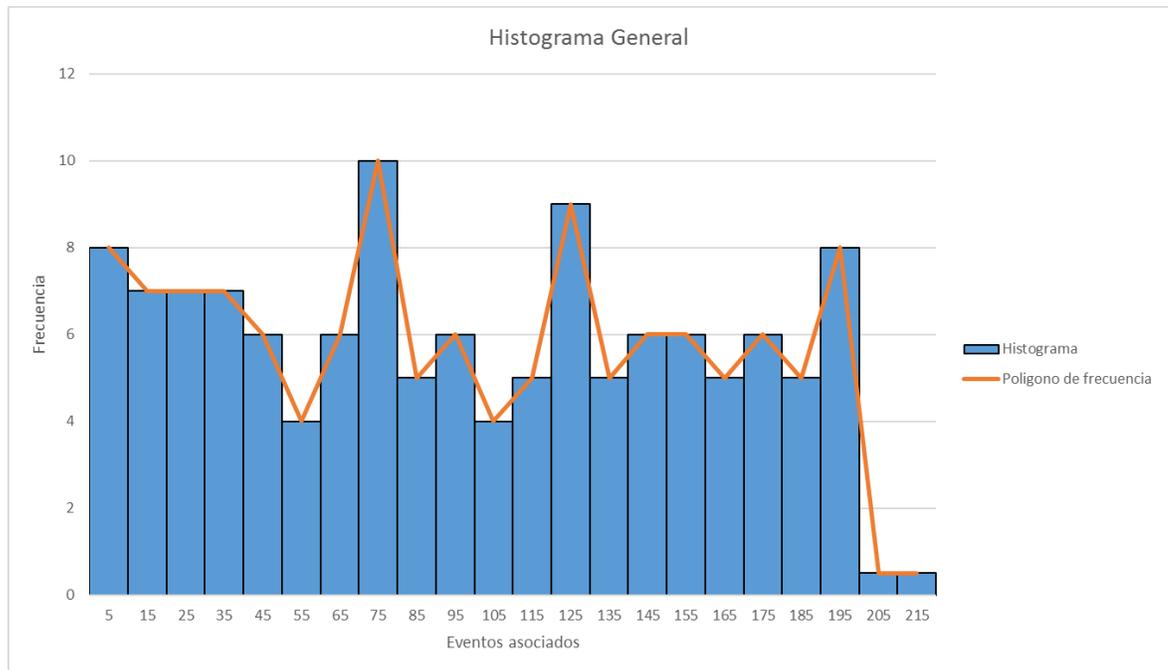
Para la parte de pega de tubería se tomaron en cuenta los siguientes mecanismos de pega:

1. Empaquetamiento.
 - a) Recortes asentados.
 - b) Inestabilidad de lutitas.
 - c) Formaciones no consolidadas.
 - d) Formaciones fracturadas.
 - e) Cemento
 - f) Chatarra.
2. Diferencial.
 - a) Fuerza diferencial.
3. Geometría.
 - a) BHA rígido.
 - b) Ojo de llave.
 - c) Micro patas de perro.
 - d) Hueco bajo calibre.

Se establece el otro problema operacional a incluir denominado como perdida de circulación, junto con la inclusión del error humano como la posibilidad del daño de equipo.

Teniendo en cuenta las divisiones previamente establecidas, se relaciona los eventos para cada una de ellas, de tal manera que cada problema operacional tiene sus propios eventos. Dando como resultado el siguiente histograma en el cual se presentan la cantidad de eventos por cada variable presente, mostrando una alta

tendencia en pega por empaquetamiento por formaciones no consolidadas, pega diferencial y perdida de circulación.



3. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ.

Para la construcción de la matriz se partió del principio de que el pozo ya fue previamente perforado o se encuentra en proceso de perforación, de esta manera la información a suministrar es viable de obtener ya que se tienen los distintos reportes de parámetros obtenidos.

Estos parámetros son catalogados como eventos los cuales si cumplen se marcan con el número uno (1) en la casilla en blanco y como (0) si no cumple.

Así mismo, se establece internamente la cantidad de eventos asociados a cada problema operacional con el fin de que mediante un diagrama de pareto se pueda establecer el porcentaje de ocurrencia de cada uno de estos.

A su vez, la matriz permite el análisis de dos problemas simultáneos como lo es la pega de tubería y la perdida de circulación.

4. FUNCIONAMIENTO DE LA MATRIZ.

En primera instancia se tiene la posibilidad de seleccionar el problema operacional si este se conoce previamente, si este se deja en blanco el uso de los botones "Aceptar" y "Reset" es innecesario, y tendrá que revisar los 78 eventos plasmados para llenar los correspondientes valores.

Sin embargo, si se selecciona pega de tubería y se da “Aceptar”, las filas 71-78 tendrán una franja negra que da a entender que dicho valor es 0 y no será tomado en cuenta al momento de realizar el conteo de eventos asociados, ahora bien, si se selecciona perdida de circulación, de la fila 6 a la 70 se marcará con una franja negra y dejaría únicamente habilitadas las opciones de perdida de circulación, por otro lado, para revertir esto se debe pulsar el botón “Reset”.

5. LECTURA DE RESULTADOS.

Se debe realizar de porcentaje de ocurrencia mayor a menos, y debe ser dividido por categorías con el fin de analizar más a fondo los problemas operacionales, con el fin de facilitar esta lectura, está el botón “Ordenar gráfica” el cual una vez pulsado abre una nueva hoja llamada “RESULTADO” la cual mostrara los datos de menor a mayor % de ocurrencia.

6. MATRIZ PERDIDA DE CIRCULACIÓN.

Esta matriz se divide en dos posibles gráficas, la primera de ellas estipula el tipo de fracturas presentes en el yacimiento en caso de no conocerlas y la segunda permite llegar a establecer la posibilidad del error humano en la preparación del fluido. Al igual que en la matriz general se tienen los botones de “Aceptar” y “Reset”, los cuales cumplen el mismo funcionamiento previamente explicado.

A continuación, se presenta el histograma para la matriz de fracturas, la cual muestra la cantidad de eventos asociados de manera directa a cada uno de los problemas, teniendo como mayor tendencia la posibilidad de que las fracturas sean naturales.

