

ANÁLISIS DEL INFLUJO EN EL CASO MACONDO CON EL FIN DE GENERAR
RECOMENDACIONES PARA SER APLICADAS EN EL CARIBE COLOMBIANO

JASAY CRISTINA CALDERÓN PACHON
ANDRES FELIPE MARTINEZ VANEGAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BOGOTA D.C.
2019

ANÁLISIS DEL INFLUJO EN EL CASO MACONDO CON EL FIN DE GENERAR
RECOMENDACIONES PARA SER APLICADAS EN EL CARIBE COLOMBIANO

JASAY CRISTINA CALDERÓN PACHON
ANDRES FELIPE MARTINEZ VANEGAS

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

Director
ELIANA MESA RAMIREZ
Msc. Gestión Ambiental

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BOGOTA D.C.
2019

NOTAS DE ACEPTACIÓN

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Bogotá D.C. Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigaciones y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMENEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI (E)

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

DEDICATORIA

A Dios, quien siempre me ha dado las fuerzas cuando he querido desistir en las situaciones difíciles.

A mis padres, por creer todo el tiempo en mí y apoyarme siempre. En especial a mi mami, por cada oración y bendición día a día

A mi Hermano, por darme una sonrisa siempre y acompañarme, ser mi polo a tierra.

A mi novio Jeison, por acompañarme durante todo este proceso para cumplir un sueño, estar siempre en los duros momentos y por la paciencia que lo caracteriza

A mi compañero de tesis Andrés, por su amistad y apoyo.

A mi mejor amiga Catherine Moreno, por estar siempre pendiente de mí, aunque sea a veces en la distancia.

A mis amigos del semillero por las risas y el apoyo.

Y a todas aquellas personas que me brindaron su ayuda durante estos años.

Jasay Cristina Calderón Pachón

DEDICATORIA

A Dios primero que todo, por ser mi guía en esta etapa, y por darme la fuerza y salud para cumplir mis objetivos.

A mis padres por darme su apoyo incondicional, por ser mi ejemplo de perseverancia, por ser mis consejeros y sobre todo por su amor.

A mi abuelo Alejo y mi abuela Raquel, a mi abuela Bárbara y tía Mariela, por ser su apoyo y preocupación, por estar en los aciertos y los momentos difíciles.

A mis amigos Juan David López y Brayan Rincón, por estar presentes y acompañarme en esta etapa, en especial por brindarme su amistad.

A mi compañera de tesis Jasay Cristina Calderón, por su paciencia, compromiso y empeño que dedico en este proyecto, y agradezco por brindarme su amistad.

Andrés Felipe Martínez Vanegas

AGRADECIMIENTOS

Nuestros padres por su apoyo durante todo el proceso de nuestra carrera.

A la Fundación Universidad de América y sus docentes por ser parte importante en nuestra formación profesional y personal como Ingenieros.

Al convenio Fundación Universidad de América y Ecopetrol S.A. por permitir el desarrollo de nuestro proyecto

A Ecopetrol S.A e Instituto Colombiano de Petróleo, por permitirnos trabajar y aplicar nuestros conocimientos con ayuda de sus profesionales.

Al Semillero de perforación por contribuir en nuestro crecimiento profesional mediante la aproximación entre la academia y la industria del petróleo.

A nuestra directora Eliana Mesa por su acompañamiento con su guía, conocimiento y respaldo para cumplir con el proyecto.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	22
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DEL CAMPO MACONDO	25
1.1 HISTORIA DEL CAMPO MACONDO	25
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	25
1.3 MARCO GEOLÓGICO	26
1.3.1 Columna Estratigráfica	27
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.2.1 Formación Eagle Mills	28
1.3.2.2 Formación Werner	28
1.3.2.3 Formación Louann Salt	28
1.3.2.4 Formación Norphlet	28
1.3.2.5 Formación Smackover	29
1.3.2.6 Formación Haynesville	29
1.3.2.7 Formación Gilmer	29
1.3.2.8 Formación Bossier	29
1.3.2.9 Formación Cotton Valley	30
1.3.2.10 Formación Travis Peak	30
1.3.2.11 Formación Sligo-James	30
1.3.2.12 Formación Pearsall	30
1.3.2.13 Formación Glen Rose	31
1.3.2.14 Grupo Fredericksburg	31
1.3.2.15 Grupo Washita	31
1.3.2.16 Formación Tuscaloosa	31
1.3.2.17 Formación Woodbine	31
1.3.2.18 Formación Eagle Ford	32
1.3.2.19 Formación Eutaw	32
1.3.2.20 Formación Tokio	32
1.3.2.21 Formación Austin	32
1.3.2.22 Grupo Taylor	32
1.3.2.23 Grupo Navarro	33
1.3.2.24 Grupo Midway	33
1.3.2.25 Grupo Wilcox	33
1.3.2.26 Grupo Claiborne	33
1.3.2.27 Grupo Jackson	33
1.3.2.28 Grupo Vicksburg	34
1.3.2.29 Formación Frio	34
1.3.2.30 Formación Catahoula	34
1.3.2.31 Formación Anáhuac	34
1.3.2.32 Formación Fleming	34

1.3.3 Geología Estructural	36
1.3.4 Geología Del Petróleo	37
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca Almacenadora	38
1.3.4.3 Migración	38
1.3.4.4 Trampa	39
2. MARCO TEORICO	40
2.1 PERFORACIÓN OFFSHORE	40
2.1.1 Características De Las Plataformas Petroleras	41
2.1.2 Clasificación De Las Plataformas	41
2.1.2.1 Plataformas De Perforación	41
2.1.2.2 Plataformas de Producción	43
2.1.3 Desmantelamiento de Plataformas Petroleras	45
2.1.4 Especificaciones De La Plataforma Deepwater Horizon	47
2.2 PROYECTOS OFFSHORE EN EL CARIBE COLOMBIANO	48
2.3 RASGOS CARACTERÍSTICOS EN LA INTEGRIDAD DE POZO	50
2.3.1 Barreras Primarias	50
2.3.1.1 Presiones En El Yacimiento	50
2.3.1.2 Densidad	53
2.3.1.2 Ventana de densidad del lodo	53
2.3.2 Barreras Secundarias	57
2.3.2.1 Sistema de Válvulas Preventoras	58
2.4 INFLUJOS	61
2.4.1 Tipos de influjos	61
2.4.1.1 Influjos de líquido	61
2.4.1.2 Influjos de gas	62
2.4.2 Causas de los influjos	64
2.4.2.1 Fluido de perforación inadecuado	64
2.4.2.2 Pérdidas de circulación	64
2.4.2.3 Equipos de bombeo de lodo inadecuados	64
2.4.2.4 Falta de comunicación entre el mando gerencial y los subordinados	64
2.4.2.5 Capacitaciones en programas de simulacros	64
2.4.2.6 Introducción y Extracción de la tubería muy rápido	65
2.4.3 Indicadores que presentan los influjos	65
2.4.3.1 Aumento en ROP (Rate of Perforation) o Tasa de Penetración	65
2.4.3.2 Incremento en los niveles de los tanques	65
2.4.3.3 Cambio de peso de la sarta	65
2.4.3.4 Flujo de lodo con las bombas paradas	65
2.4.3.5 Cambio de las propiedades del fluido de perforación	66
2.4.3.6 Cambio en el tamaño de los recortes	66
2.4.3.7 Aumento en los cloruros	66
2.5 REVENTÓN (Blowout)	66
2.6 MÉTODOS PARA CONTROLAR EL POZO	66
2.6.1 Método del perforador	67

2.6.2 Método de densificar y esperar	68
2.6.3 Método concurrente	68
2.6.4 Integridad de pozo	69
2.7 DEFINICIÓN DE ACCIDENTE	70
2.7.1 Tipos de accidentes	70
2.7.2 Accidentes Onshore	70
2.7.3 Accidentes offshore	70
2.8 MARCO LEGAL NACIONAL E INTERNACIONAL PARA ACCIDENTES COSTA AFUERA	73
2.8.1 Regulación En Operaciones Offshore Internacional	74
2.8.2 Regulación En Operaciones Offshore En Colombia	76
2.8.2.1 ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	77
3. DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DEL CASO DE ESTUDIO MACONDO	80
3.1 DESCRIPCIÓN DEL ACCIDENTE OCURRIDO EN MACONDO	80
3.1.1 Plan de pozo	80
3.1.2 Riesgos identificados y aceptados en el pozo Macondo	83
3.1.3 Serie de sucesos ocurridos en Macondo	84
3.2 CAUSAS DEL BLOWOUT DEL CASO MACONDO	87
3.2.1 Diseño de pozo	88
3.2.2 Tiempo de retraso (NPT – Non Productive Time)	89
3.2.3 Cantidad de Centralizadores	90
3.2.4 Circulación del fluido de perforación	90
3.2.5 Registro eléctrico CBL	91
3.2.6 Componente Humano	91
3.3 COSTOS RESULTANTES DEL INCIDENTE	92
3.4 CONTENCIÓN Y ABANDONO DEL CASO MACONDO	93
4. METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ACCIDENTES COSTA AFUERA EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS	102
4.1 DEFINICIÓN DE UNA METODOLOGIA	102
4.1.1 Metodologías para el análisis y evaluación del riesgo	102
4.1.1.1 Metodología Mossler	103
4.1.1.2 Método de Análisis de Riesgos (RAM)	106
4.1.1.3 Metodología de Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE)	107
4.1.1.4 Mapa de riesgos	109
4.1.1.5 Análisis causa raíz	110
4.2 DEFINICIÓN DEL RIESGO	111
4.2.1 Tipos de riesgo	112
4.2.2 Características del riesgo	112
4.3 GESTIÓN DE RIESGOS	112
4.4 SELECCIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA ANALIZAR EL CASO MACONDO.	113
4.4.1 Criterios de selección	113
4.4.1.1 Criterio cualitativo	113

4.4.1.2 Criterio Semi-cuantitativo	114
4.4.1.3 Criterio Cuantitativo	114
4.4.1.4 Criterio de Probabilidad	114
4.4.1.5 Criterio de Consecuencia	114
4.4.1.6 Criterio de Vulnerabilidad	114
4.4.1.7 Criterio de Seguridad de instalación	114
4.4 ANALISIS CAUSA RAIZ PARA EL CASO DE ESTUDIO MACONDO	117
4.4.1 Identificación del riesgo	117
4.1.2 Evaluación de los riesgos	121
4.4.3 Recopilación de la información	123
4.4.4 Elaboración del Mapa de hechos	123
4.4.5 Análisis de la información	126
4.4.6 Estudio de la existencia de barreras	128
4.4.7 Desarrollo de soluciones y plan de acciones preventivas	134
4.5 MATRIZ DE ANÁLISIS DE INFLUJOS EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN OFFSHORE	135
4.5.1 Cementación	135
4.5.1.1 Acciones Preventivas	135
4.5.1.2 Acciones Correctivas	136
4.5.2 Revestimiento	136
4.5.2.1 Acciones Preventivas	136
4.5.2.2 Acciones Correctivas	136
4.5.3 Diseño de pozo	136
4.5.3.1 Acciones Preventivas	136
4.5.3.2 Acciones Correctivas	137
4.5.4 Corrida de registro CBL	137
4.5.4.1 Acciones Preventivas	137
4.5.4.2 Acciones Correctivas	137
4.5.5 Pérdidas de circulación	137
4.5.5.1 Acciones Preventivas	137
4.5.5.2 Acciones Correctivas	138
4.5.6 Influjos	139
4.5.6.1 Acciones Preventivas	139
4.5.6.2 Acciones Correctivas	139
4.5.7 Fluidos inflamables	139
4.5.7.1 Acciones Preventivas	139
4.5.7.2 Acciones Correctivas	140
4.5.8 Manipulación de las Válvulas preventoras	140
4.5.8.1 Acciones Preventivas	140
4.5.8.2 Acciones Correctivas	141
4.5.9 Integridad y diseño del cabezal de pozo	141
4.5.9.1 Acciones Preventivas	141
4.5.9.2 Acciones Correctivas	141
4.5.10 Huracán	141
4.5.10.1 Acciones Preventivas	141

4.5.10.2 Acciones Correctivas	141
4.5.11 Explosión / Fuego	141
4.5.11.1 Acciones Preventivas	142
4.5.11.2 Acciones Correctivas	142
4.5.12 Derrame de crudo	142
4.5.12.1 Acciones Preventivas	142
4.5.12.2 Acciones Correctivas	142
4.5.13 Estabilidad del hoyo	143
4.5.13.1 Acciones Preventivas	143
4.5.13.2 Acciones Correctivas	143
4.5.14 Manejo del tiempo	143
4.5.14.1 Acciones Preventivas	143
4.5.14.2 Acciones Correctivas	144
4.6 INTERFAZ DE LA MATRIZ DE ANÁLISIS DE INFLUJOS EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN OFFSHORE	144
5. RECOMENDACIONES PARA LAS PLATAFORMAS PETROLÍFERAS EN EL CARIBE COLOMBIANO	150
5.1 EVALUACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO CON RESPECTO A LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA E INTERNACIONAL	150
5.2 RECOMENDACIÓN PARA EL CASO DE ESTUDIO MACONDO	152
5.3 RECOMENDACIONES PARA EL CARIBE COLOMBIANO	155
6. CONCLUSIONES	159
7. RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFIA	161

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Regulaciones para el desmantelamiento de las plataformas	46
Cuadro 2. Principales proyectos en el caribe colombiano	49
Cuadro 3. Tipos de presiones según su función	51
Cuadro 4. Caracterización de la densidad	53
Cuadro 5. Cálculos para la determinación de volúmenes y presiones	55
Cuadro 6. Tipos de configuraciones de las preventoras según presión y tamaño	59
Cuadro 7. Recopilación de accidentes más relevantes offshore ocurridos durante los últimos 38 años	71
Cuadro 8. Recopilación de accidentes offshore según la cantidad de hidrocarburo derramado	72
Cuadro 9. Recopilación de accidentes offshore según los costos de limpieza	73
Cuadro 10. Normas internacionales para la perforación offshore	74
Cuadro 11. Normas colombianas para la perforación offshore	77
Cuadro 12. Riesgos identificados durante la operación de perforación	83
Cuadro 13. Cadena de sucesos en Macondo	84
Cuadro 14. Ficha del riesgo	104
Cuadro 15. Escala de puntuación para criterios de análisis	105
Cuadro 16. Escala de valoración del riesgo	106
Cuadro 17. Mapa de riesgo	109
Cuadro 18. Mapa de riesgo del Ministerio de Minas y Energía	109
Cuadro 19. Metodologías de análisis y evaluación de riesgos clasificados por criterios	115
Cuadro 20. Identificación de peligros y análisis de riesgos en la etapa de perforación	118
Cuadro 21. Clasificación de la probabilidad de ocurrencia	121
Cuadro 22. Clasificación de la Magnitud del daño	122
Cuadro 23. Clasificación del nivel de riesgo de acuerdo a su evaluación	122
Cuadro 24. Convenciones del mapa de sucesos del caso de estudio Macondo	124
Cuadro 25. Normas colombianas e internacionales para cada riesgo obtenido en la metodología causa raíz	150
Cuadro 26. Recomendaciones que se pudieron realizar para evitar el accidente	153
Cuadro 27. Riesgos del caso de estudio Macondo con la normatividad colombiana	156

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Presión Hidrostática	51
Ecuación 2. Altura de un influjo	61
Ecuación 3. Ley de Boyle	62
Ecuación 4. Ley de Charles	63
Ecuación 5. Ley de los Gases Ideales	63
Ecuación 6. Nivel de riesgo	121

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Geográfica del Pozo Macondo.	26
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Golfo de México	27
Figura 3. Sucesión estratigráfica del Cenozoico en la Cuenca del Golfo de México.	35
Figura 4. Corte estructural de la sección del norte de la Cuenca del Golfo de México	36
Figura 5. Mapa estructural de la Cuenca del Golfo de México	37
Figura 6. Clasificación de las aguas costa afuera según su profundidad	40
Figura 7. Plataforma auto elevable 'Jack-Up'	42
Figura 8. Barco perforador o 'Drillship'	42
Figura 9. Plataforma semi sumergible	43
Figura 10. Sistemas de producción para offshore	45
Figura 11. Fotografía de la plataforma Deepwater Horizon	47
Figura 12. Mapa de bloques en el Mar caribe	48
Figura 13. Tubo en U	52
Figura 14. Ventana de densidad del lodo	54
Figura 15. Configuraciones de los conjuntos de Válvulas preventoras (BOP)	58
Figura 16. Válvula preventora anular	59
Figura 17. Esclusa (ariete, ram) de corte de tubería abierta y cerrada	60
Figura 18. Volumen en función de la presión, ley de Boyle (T=250C)	62
Figura 19. Volumen en función de la temperatura, ley de Charles (P=1atm)	63
Figura 20. Esquema del diseño de perforación del pozo Macondo	81
Figura 21. Esquema del diseño de perforación del pozo Macondo final	82
Figura 22. Intervalos productores con su presión de poro	83
Figura 23. Esquema del pozo Macondo	89
Figura 24. Primera etapa del control del derrame	94
Figura 25. Esquema para controlar las fugas de petróleo mediante el 'Top Hat'	95
Figura 26. Esquema para controlar las fugas de petróleo mediante un segundo 'Top Hat' de menor dimensión	95
Figura 27. Configuración del 'Top Hat' para evitar hidratos	96
Figura 28. Esquema del sistema de contención para controlar fugas con el 'Top Hat' original	96
Figura 29. Intento por cerrar la fuga de crudo	97
Figura 30. Corte de tubería dañada del pozo Macondo	98
Figura 31. Corte y remoción de tubería dañada en el pozo Macondo	98
Figura 32. Recolección de fugas de hidrocarburos mediante un tapón LMRP a un barco de perforación	99
Figura 33. Pozo de alivio Development Driller III para el pozo Macondo	100
Figura 34. Mecanismos y equipos utilizados para contener el derrame de hidrocarburos del pozo Macondo	101
Figura 35. Proceso general para la gestión del riesgo	103

Figura 36. Pasos para el Método de Análisis Causa Raíz	110
Figura 37. Proceso para la gestión del riesgo según la norma ISO 31000	113
Figura 38. Matriz de Análisis de riesgos 4X4 para el caso de estudio Macondo	123
Figura 39. Mapa de hechos para el caso de estudio Macondo	125
Figura 40. Diagrama de Ishikawa para el caso Macondo	127
Figura 41. Diagrama de Queso Suizo	128
Figura 42. Modelo de diagrama de Queso Suizo o modelo de causalidad	129
Figura 43. Diagrama de Queso Suizo para el caso Macondo	130
Figura 44. Trabajo de Cementación en el pozo Macondo	131
Figura 45. Datos de entrada en la matriz	144
Figura 46. Definición del riesgo seleccionado	145
Figura 47. Aplicabilidad del riesgo	145
Figura 48. Condiciones de aplicabilidad	146
Figura 49. Nivel de riesgo	146
Figura 50. Determinación de la probabilidad de ocurrencia y magnitud de daño	147
Figura 51. Causas del Riesgo	147
Figura 52. Efectos del Riesgo	148
Figura 53. Recomendaciones para mitigar el riesgo	148
Figura 54. Acciones Preventivas	149
Figura 55. Acciones Correctivas	149

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Indicadores de anomalías en el pozo Macondo	133
Gráfica 2. Indicadores de presión durante el ingreso del influjo	134

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Por ciento
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
API	American Petroleum Institute. (Instituto Americano del petróleo)
Bbl	Barriles
Bc	Unidades de consistencia en prueba de cemento
BOEM	Bureau of Ocean Energy Management
BOEMRE	US Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (Oficina de Administración de Energía del Océano)
BOP	Blow Out Preventer
BP	British Petroleum
Bpd	Barriles por día
BSEE	Bureau of Safety and Environmental Enforcement
DIMAR	Dirección General Marítima
ECD	Equivalent Circulating Density (Densidad Equivalente de Circulación)
°F	Grados Fahrenheit
ft	feet (pies)
GOR	Gas Oil Ratio (Relación Gas Petróleo)
hr	Hora
HSE	Health, Safety, Environment (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)
in	inches (pulgadas)
LCM	Lost Circulation Materials (Materiales de pérdida de circulación)
LMRP	Lower marine riser package
m	metros
MMS	Mineral Management Service (USA)
MPa	Megapascales
NOFO	Norwegian Oil Conservation Association for Operations (Organización Noruega de la Protección Petrolera para Operadoras)
OAAS	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales
ROP	Rate of Penetration (Tasa de Perforación)
USCG	United States Coast Guard (Guardia Costera de los Estados Unidos)

GLOSARIO

ACCIDENTE: evento o suceso imprevisto e indeseado que provoca daños materiales o lesiones personales.

BARRERA: componente u operación que contribuye a la confiabilidad total del sistema, evitando el flujo no deseado de fluidos.¹

CAMPO: es un área geográfica, en la cual un número de pozos producen o sirven para la extracción de hidrocarburos.

EXPLOSIÓN: es una súbita liberación de gas a alta presión en el ambiente. Según su naturaleza las explosiones se pueden clasificar en físicas y en químicas.²

FORMACIÓN: hace referencia a una unidad litológica, yacimiento o depósito de un mismo tipo de roca con características propias.

GRADIENTE DE FRACTURA: es la máxima presión a la cual se puede fracturar la formación a una profundidad dada.

INCIDENTE: evento que ocurre de forma inesperada durante las operaciones que puede repercutir en la estabilidad del pozo, causando contratiempos no planeados.

INCERTIDUMBRE: grado de desconocimiento que se tiene acerca de algo.

INFLUJO: es el ingreso de fluidos de formación al pozo con una presión elevada y asciende hasta superficie de forma inesperada.

INTEGRIDAD DE POZO: aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas orientadas a reducir el riesgo de descargas no controladas de fluidos de reservorio a lo largo de la vida del pozo.³

NIVEL DEL RIESGO: es la discretización del riesgo, dividiéndose comúnmente en alto, medio y bajo dependiendo el grado de ocurrencia y el impacto o severidad del daño.

OFFSHORE: operaciones de perforación que se llevan a cabo costa afuera,

¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 40687 de 2017.

² UNIDAD DE GESTION DE RIESGOS. Definición, clasificación por origen: explosiones físicas y químicas Universidad Nacional de San Luis. [en línea] Consultado el 22 de marzo de 2018. Disponible en: <http://www.ugr.unsl.edu.ar/documentos/explosiones.doc>

³NORSOK STANDARD. Well integrity in drilling and well operations. (2004)

teniendo en cuenta una extensa lámina de agua, para producir petróleo y gas del fondo marino.

ONSHORE: operaciones de perforación que se llevan a cabo costa adentro o tierra firme.

PETRÓLEO: mezcla de hidrocarburos existente en fase líquida a las condiciones del yacimiento y que permanece líquido a las condiciones normales de presión y temperatura en superficie, así como las impurezas contenidas en él.⁴

PERFORACIÓN: es la operación que tiene como objetivo abrirse paso a través de las capas del subsuelo, mediante herramientas como brocas y ensambles de fondo, comunicando la superficie con el yacimiento a fin de producirlo.

PERFORACIÓN OFFSHORE: es la operación que se realiza para la extracción de hidrocarburos costa afuera, pasando por una columna de agua y atravesando el lecho marino.

PLATAFORMA: es una estructura de gran tamaño cuya función es extraer petróleo y gas natural de los yacimientos del lecho marino para luego exportarlos hacia la costa.

POZO: perforación con el objetivo de conducir los fluidos de yacimiento a superficie.

REVENTÓN (BLOWOUT): flujo de fluido de yacimiento que sale de forma descontrolada debido a un desbalance en la columna hidrostática. Primero ocurre el fenómeno de Kick (patada) dando aviso de un posible incidente de Blowout (reventón/explosión).

RIESGO: combinación de la probabilidad de que ocurra un evento no planeado y el impacto del daño que puede ser causada.

VÁLVULAS PREVENTORAS: (BOP) es un conjunto de válvulas y cierres anulares conectados a la cabeza del pozo. Su función es evitar que ocurran incidentes repentinos, si se requiere cerrar el pozo, para controlar el fluido de la formación.⁵

YACIMIENTO: es una unidad geológica con características de porosidad y permeabilidad donde se acumuló un volumen de hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

⁴MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 (2009)

⁵GARCÍA, C., & MARTÍNEZ, M. (2015). Solución de Gestión y Control de la Integridad de Pozos. (Tesis de pregrado). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, Madrid, España.

RESUMEN

La perforación costa afuera, se realiza como forma alternativa en la búsqueda de hidrocarburos, debido al agotamiento y desarrollo de nuevas reservas. En esta actividad el factor de seguridad debe ser aún más elevado por tratarse de locaciones con difícil acceso, tratar con la seguridad e integridad de vidas humanas y el tiempo de respuesta de ayuda externa ante posibles accidentes.

En el presente documento, se estudia el accidente ocurrido en 2010, en la plataforma Deepwater Horizon con el pozo Macondo en el Golfo de México, brindando información para su contextualización tanto en su objetivo o target geológico como en su localización geográfica. Se realiza una compilación de información acerca del tipo de plataforma en la que se encontraba y se establecen los riesgos más representativos para una plataforma semisumergible; y finalmente se seleccionan y analizan mediante un análisis de causa raíz propuesto debido a que se realiza en diferentes esquemas inmersos del accidente del caso de estudio, como lo son la matriz RAM de evaluación de riesgos, un mapa de los hechos para especificar cada uno de los eventos ocurridos para llegar al accidente fatal, un diagrama de espina de pescado mostrando las causas y un diagrama de queso suizo para representar las barreras a las cuales se perdieron.

Por último, debido a que Colombia está iniciando sus proyectos offshore, se realiza una recopilación de normativas para generar una serie de recomendaciones con base al análisis realizado para el caso Macondo.

Palabras clave: perforación, riesgo, incidente, buenas prácticas, reventón (blowout), influjo, patada (Kick).

INTRODUCCIÓN

La perforación en costa afuera u offshore, se da debido a la necesidad de explorar y explotar los hidrocarburos como fuente energética no renovable, para suplir las necesidades humanas. Este tipo de perforación inicia en Estados Unidos, en las costas de California en 1897, no se aplicaban muchas técnicas diferentes a la perforación en tierra.⁶

En Colombia las áreas costa afuera, son reservas potencialmente sin explorar, pues se da inicio al primer pozo de este tipo, operado 100% por Ecopetrol S.A. en agosto del 2017, con 'Molusco' en el Caribe⁷. Aunque no se reportaron accidentes se tiene que los avances en cuanto a normatividad vienen de trabajadores extranjeros debido a su desarrollo y por lo cual no se cuenta con la debida reglamentación exclusiva para los pozos costa afuera.

Es necesario realizar las operaciones costa afuera con las medidas de seguridad y aprendiendo de los errores del pasado. Este tipo de perforación se realiza dependiendo la profundidad a la cual se encuentre el lecho marino, propendiendo a la estabilidad de cada una de las plataformas o barcos y teniendo en cuenta su finalidad, pues de igual manera como es la perforación en tierra, se utilizan diferentes equipos para las diversas operaciones de perforación y producción.

Para el proyecto, se toma como caso de estudio, el pozo Macondo, el cual fue un hito en la historia del sector petrolero offshore, debido a la magnitud de su accidente, el cual dejó una gran cantidad de pérdidas humanas y una incalculable contaminación al medio ambiente marino.

Debido a esto, se decide realizar el trabajo titulado, "Análisis del influjo en el caso Macondo con el fin de generar recomendaciones para ser aplicadas en el caribe colombiano."

⁶DA SILVA, ANGEL. Perforación Costa Afuera. Comunidad Petrolera. [en línea]. Consultado el 23 de marzo de 2018. Disponible en:

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/perforacion-costa-afuera.html>

⁷PORTAFOLIO. Ecopetrol inició hoy la perforación de su primer pozo petrolero "costa afuera". (2017) [en línea]. Consultado el 23 de marzo de 2018. Disponible en:

<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-inicio-la-perforacion-de-pozo-petrolero-costa-afuera-509885>

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar el influjo en el caso Macondo con el fin de generar recomendaciones para ser aplicadas en el caribe colombiano.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir el accidente ocurrido en Macondo.
2. Recopilar las metodologías para el análisis de accidentes costa afuera en la industria de hidrocarburos.
3. Seleccionar una metodología para analizar el caso de Macondo.
4. Analizar los resultados de acuerdo a la normatividad colombiana.
5. Proponer recomendaciones a tener en cuenta en el caribe colombiano.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO MACONDO

En este capítulo se hace una descripción del Campo Macondo, relacionada con su historia, localización y marco geológico.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO MACONDO

El 19 de marzo de 2008, BP Exploration&Production Inc. (65%) junto con Anadarko Petroleum (25%) y MOex Offshore (10%) adquirieron el contrato de arrendamiento del Cañón de Mississippi, el bloque 252 (MC252) en el centro del Golfo de México (GOM), el cual iba hasta septiembre del 2013, al Servicio de Gestión de Minerales de los Estados Unidos (MMS: Minerals Management Service)⁸, quien evalúa la naturaleza, el alcance, capacidad de recuperación y el valor de los minerales en offshore, hoy en día divididos en la oficina de Gestión de la Energía del Océano (BOEM: Bureau of Ocean Energy Management) y la Oficina de Seguridad y Protección del Medio Ambiente (BSEE: Bureau of Safety and Environmental Enforcement).⁹

El 6 de abril de 2009, el MMS aprobó a BP Exploration&Production Inc. el plan de exploración para ese bloque y la solicitud para perforar el pozo Macondo fue aprobado el 22 de mayo de 2009. Este pozo se inició a perforar con el rig 'Marianas' en la plataforma Deepwater Horizon.¹⁰

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El pozo Macondo, se encontraba ubicado en la plataforma semisumergible Deepwater Horizon, de la compañía Hyundai y arrendada a la empresa BP Exploration&Production Inc., en el bloque 252 del Cañón de Mississippi, en el offshore de Louisiana, en el Golfo de México Central (CGM), Estados Unidos. La plataforma estaba ubicada aproximadamente a 50 millas de la costa de Louisiana.¹¹ Para acceder a esta, es necesario tomar la vía aérea desde el helipuerto

⁸BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. Septiembre 2010 [en línea]. Consultado el 24 de marzo de 2018. Disponible: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/issue-reports/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf

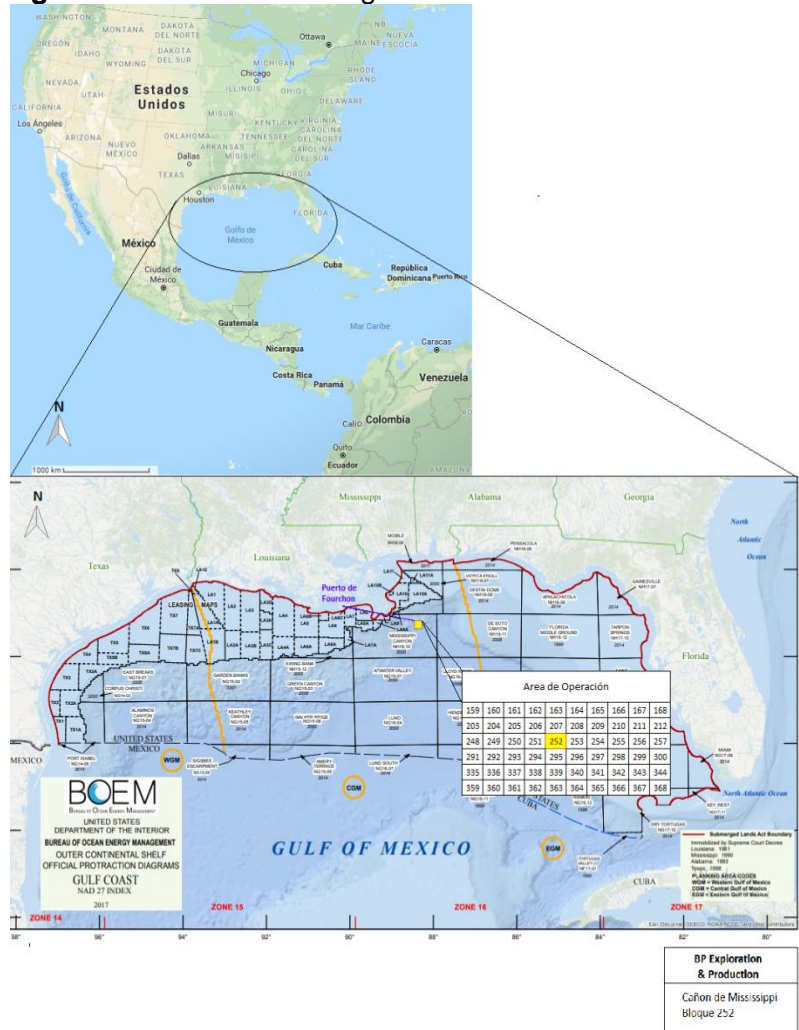
⁹ REGISTER. The Daily Journal of the United States Government. "Minerals Management Service" (2010) [en línea] Consultado el 24 de marzo de 2018. Disponible en: <https://www.federalregister.gov/agencies/minerals-management-servi>

¹⁰ DHSG. Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout. (marzo 2011) [en línea] Consultado el 24 de marzo de 2018. Disponible en: https://ccrm.berkeley.edu/pdfs_papers/bea_pdfs/DHSGFinalReport-March2011-tag.pdf

¹¹ WASSEL, RAYMOND. The Bridge. Vol. 42, No. 3 Washington. (2012) [en línea]. Consultado el 24 de marzo de 2018. Disponible en: <https://www.nae.edu/19582/Bridge/62556/62568.aspx>

de Briston, en el Puerto de Fourchon, ubicado a 60 km de la costa de Lousiana, en el centro del Golfo de México. En la **Figura 1** se muestra la localización del Pozo Macondo, en la zona central del Golfo de México, en el bloque llamado ‘Cañón de Mississippi’, en el área de operación 252.

Figura 1. Localización Geográfica del Pozo Macondo.



Fuente: BOEM, BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT. Gulf of Mexico. Leasing Maps. [en línea]. Modificado por los autores. Consultado el 30 de marzo de 2018. Disponible en: <https://www.boem.gov/GOM-Official-Protraction-Diagrams/>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La cuenca del Golfo de México tiene una geología compleja debido a su evolución tectónica. La apertura del Golfo empieza con una depositación de lechos rojos continentales seguido por depósitos de sal. En estos se sedimentaron depósitos de rocas carbonatadas que luego cambiaron a sedimentos clásticos.

A continuación, se muestra en detalle la columna estratigráfica y se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo de la Cuenca en estudio.

1.3.1 Columna Estratigráfica. Es una representación gráfica que describe el orden en el que se depositaron las unidades de roca, teniendo las más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

En la

Figura 2, se presenta la Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Golfo de México, donde se destaca la formación a la que el proyecto Macondo Ilego.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Golfo de México

PERIOD	EPHCH	AGE	GROUP OR FORMATION	GAS	OIL	SOURCE ROCK Shale Coal	
QUAT.	HOLD.						
	PLEI.	Calabrian	Undifferentiated	▲	●		
TERTIARY	NEOGENE	Piacenzian	Undifferentiated	▲	●		
		Zanclean	Undifferentiated	▲	●		
	MIOCENE	Messinian	Fleming Fm.	▲	●		
		Tortonian					
	OLIGOCENE	Serravallian	Catahoula Fm. Frio Fm.	▲	●		
		Langhian					
	PALEOGENE	Eocene	Burdigalian	Vicksburg	▲	●	■ ★
			Anatolian				
		Oligocene	Chatthian	Jackson	▲	●	■ ★
			Rupelian				
Paleocene		Priabonian	Claiborne Gp. Sparta Sand Cane Run Fm. Wetmore Sand	▲	●	■ ★	
		Bartonian					
		Lutetian					
Palaeocene	Ypresian	Wilcox	▲	●	■ ★		
	Thanetian	Midway Gp.	▲	●	■		
CRETACEOUS	UPPER	Maastrichtian	Navarro (Olmos Fm./Escondido Fm.)	▲	●	■ ★	
		Campanian	Taylor Gp. (Anacacho Ls./ San Miguel Fm./ Ozan Fm./Anhona Chalk)	▲	●	■	
		Santonian	Austin Gp./Tokio Fm./ Eutaw Fm.	▲	●		
		Turonian	Eagle Ford	▲	●	■	
		Cenomanian	Woodbine /Tuscaloosa Washita Gp. (Buda Limestone)	▲	●		
	LOWER	Albian	Fredericksburg Gp. (Edwards Ls. Paluxy) Glen Rose (Rodessa Fm.)	▲	●	■	
		Aptian	Pearsall Fm. - James Ls.	▲	●	■	
		Barremian	Hosston Fm. (Travis Peak Fm.)	▲	●	■ ★	
		Hauterivian	Cotton	▲	●	■	
		Valanginian	Sligo Fm.	▲	●	■	
JURASSIC	UPPER	Berriasian	Valley	▲	●	■	
		Tithonian	Bossier Fm.	▲	●	■	
		Kimmeridgian	Haynesville Fm./ Gimer Ls. Smackover Fm. Norphlet Fm.	▲	●	■	
	MID	Oxfordian	Louann Salt Werner Fm.	▲	●	■	
		Callovian					
LOWER	Bathonian						
	Hettangian						
TRIASSIC	UPPER	Rhaetian	Eagle Mills Fm.			■	
		Norian					
		Carinian					

EXPLICACION

- ▲ Roca con depósito de gas
- Roca con depósito de crudo
- Roca fuente de shale
- ★ Roca fuente de carbón

Fm. = Formación
Gp. = Grupo
Ls. = Caliza (Limestone)

Fuente: SWANSON, S.M., KARLSEN, A.W., AND VALENTINE B.J., 2013, Geologic assessment of undiscovered oil and gas resources—Oligocene Frio and Anahuac Formations, United States Gulf of Mexico coastal plain and State waters: U.S. Geological Survey Open-File Report 2013–1257, 66 p.[en línea] Modificado por los autores. Consultado el 30 de marzo de 2018. Disponible en: <https://pubs.usgs.gov/of/2013/1257/> pag. 13 de 78.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se hace la descripción de las principales características de las formaciones que conforman la Cuenca del Golfo de México, desde la más antigua hasta la más reciente, perforadas para el pozo Macondo.

1.3.2.1 Formación Eagle Mills. Se encuentra entre el Jurásico inferior y el triásico superior. Según Goldhammer y Johnson¹² (2001), los depósitos de Eagle Mills consisten en lechos rojos no marinos, limolitas blancas y grises y areniscas. Se estima que la formación cuenta con más de 4.600 ft de espesor. La formación suprayacente de Werner y la sal Louann se encuentran debajo del lecho Jurásico superior definido y sobre los lechos paleozoicos definidos.¹³

1.3.2.2 Formación Werner. Consiste principalmente en anhidrita, también incluye shale, arenisca y conglomerado en la parte inferior de la formación. Su espesor máximo excede los 500 ft. Se superpone de manera discordante a la formación de molinos de águila del Triásico Superior al Jurásico Inferior o las rocas del basamento. Representa la transgresión inicial de las aguas marinas en la cuenca del Golfo de México. Edad calloviana asignada por Salvador (1987).¹⁴

1.3.2.3 Formación Louann Salt. Según Wilson¹⁵ (1993), esta formación se encuentra en la edad calloviana, y está conformada por evaporitas. Fue depositada en un ambiente marino restringido y alcanzó espesores de aproximadamente 5,000 ft, pero con el tiempo, a través de la disolución y la halokinesis postdeposicional, la sal se disipó en muchas áreas dejan una superficie altamente variable para deposiciones futuras (Maione, 2001).¹⁶

1.3.2.4 Formación Norphlet. Según Salvador¹⁷(1987), la edad de esta formación corresponde al Oxfordiano, y se han reconocido cuatro litofacies: shale basal, arenisca conglomerada, lechos rojos y arenisca de cuarzo superior. El grosor máximo de la formación se encuentra al interior de Mississippi con 900 ft. Se depositó a través de sistemas fluviales durante el Jurásico superior, como una formación siliciclástica fluvial y eólica en el este de Texas, en el norte de Louisiana, Mississippi y Alabama.

¹²EARSON, Ofori. 'Modeling the Mesozoic-Cenozoic Structural Evolution of East Texas'. GCAGS Journal. (2012) [en línea] Consultado el 30 de marzo de 2018. Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/8ade/4c06afce99cf9b34efdb005576a46954ac8d.pdf>

¹³SCOTT, K. R. AAPG. 'Geology of the Eagle Mills Formation' Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions Vol. 11 (1961), Pages 1-14 [en línea] Consultado el 30 de marzo de 2018. Disponible en:

<http://archives.datapages.com/data/gcags/data/011/011001/0001.htm>

¹⁴Ibid. SCOTT, K. R.

¹⁵Ibid. SCOTT, K. R.

¹⁶Ibid. SCOTT, K. R.

¹⁷Ibid.

Se superpone discordante con la Formación Werner y la Formación Eagle Mills.¹⁸

1.3.2.5 Formación Smackover. Es una unidad de caliza a dolomías del Jurásico Superior (Oxfordiano). La Formación Smackover recibe su nombre del campo petrolero Smackover, perforado en 1922, en el sur de Arkansas (Bell, 1923; Imlay, 1943). Consiste en un carbonato de grano fino denso, de color oscuro, que era depositado en un ambiente de plataforma profunda en la parte inferior (Baria et al., 1982). La facies de Smackover clástica consiste en areniscas y calizas arenosas relacionadas con el antiguo río Mississippi (Ahr, 1973). Esta formación es anormalmente delgada (menos de 100 ft en algunos lugares). Se superpone discordantemente con la Formación Norphlet¹⁹

1.3.2.6 Formación Haynesville. Es una unidad del Jurásico Superior (Kimmeridgiano Inferior) caracterizada por sus depósitos evaporíticos y lechos rojos asociados (Salvador, 1987). Según Mancini y col. (1990), la unidad inferior consiste en el miembro AnhydriteBuckner, que se ajusta con el Smackover con carbonatos intercalados con shales y anhidritas (Prather, 1992). La unidad superior contiene areniscas y lutitas intercaladas con carbonatos y dolomías (Tolson et al., 1983, Mancini et al., 1990; Markland, 1992). Contiene muchas capas de sal en zonas de hasta 400 ft de espesor.²⁰

1.3.2.7 Formación Gilmer. Se encuentra en el Kimmeridgiano, según Forgotson (1976), esta unidad es designada como una caliza, y representa un depósito importante de gas. Se depositó en un desnivel de inundación, que consta principalmente de carbonatos, que se basa en la secuencia de sal de Louann.²¹

1.3.2.8 Formación Bossier. Esta formación es del Kimmeridgiano medio a tardío, está compuesta de lutitas y areniscas de color gris oscuro a negro marino y los equivalentes a la orilla de estas rocas debajo de la formación Schuler y por encima de la formación Buckner o su equivalente de cuenca. Tiene espesores de 6,515 y 8,140 ft. La Formación Bossier se depositó en ambientes marinos, taludes y emplazamientos deposicionales en el piso de la cuenca. La relación con la

¹⁸MANCINI, E.A., Tew, B.H., and Mink, R.M., 1990, Jurassic sequence stratigraphy in the Mississippi Interior salt basin of Alabama: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 40, p. 521-530. (1990) [en línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: https://ngmdb.usgs.gov/Geolex/UnitRefs/NorphletRefs_3022.html

¹⁹GRAYSON, Jhon. 'UPPER JURASSIC (OXFORDIAN) SMACKOVER FACIES CHARACTERIZATION AT LITTLE CEDAR CREEK FIELD, CONECUH COUNTY, ALABAMA' (2010) [en línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: http://acumen.lib.ua.edu/u0015/0000001/0000445/u0015_0000001_0000445.pdf

²⁰Ibid.

²¹MAYFIELD, Ricky. 'DEPOSITION AND DIAGENESIS OF THE GILMER LIMESTONE (JURASSIC), LEON AND FREESTONE COUNTIES, TEXAS'. (1983) [en línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: ttu-ir.tdl.org

formación subyacente de Buckner no está clara, se superpone discordantemente a la formación Gilmer.²²

1.3.2.9 Formación Cotton Valley. El Cotton Valley es de finales del Jurásico. Nombrado la formación Cotton Valley por el campo Cotton Valley, Webster, LA. Consiste principalmente en camas marinas, compuestas por varios tipos de lutitas, arena y piedra caliza. El espesor es de aproximadamente 3240 ft. Sobrepone la formación Buckner y subyace a la formación Travis.²³

1.3.2.10 Formación Travis Peak. Esta formación se encuentra en la edad Cretácico Inferior, contiene guijarros redondeados gruesos de calizas, granito, esquistos y cuarzo derivados de las rocas paleozoicas adyacentes. Su ambiente de depositación fue fluvial-deltaico rico en arena, una secuencia fluvial y delta plana rica en arena media está gradacionalmente cubierta y subyacente por una zona de franja delta de influencia marina con un mayor contenido de lodo. Esta formación tiene un espesor aproximado de 2,000 ft.²⁴ Es llamada formación Hosston en Louisiana.²⁵

1.3.2.11 Formación Sligo-James. Se encuentra entre el Hauteriviano y el Aptiano inferior. Es una formación calcárea arcillosa y fosilífera y progradatoria que se reconoce en el subsuelo desde Texas hasta Florida (McFarlan y Menes, 1991; Mancini y Puckett, 2002). Se intercala con sedimentos clásticos terrígenos de la Formación Hosston subyacente y se vuelven oolíticos en el este de Texas y el oeste de Luisiana, donde se encuentra conocida como la piedra caliza Pettet (McFarlan y Menes, 1991).²⁶

1.3.2.12 Formación Pearsall. Según Galloway (2008), esta formación consiste en lutitas, areniscas finas y calizas, y representa un sistema de sistemas estratigráficos

²²SWAIN, FM, 1944, Estratigrafía de los lechos de Cotton Valley en el norte de la llanura costera del Golfo: Boletín de la Asociación Estadounidense de Geólogos del Petróleo, v. 28, no. 5, p. 577-614. [en línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: <http://www.aapg.org/datasystems> o <http://search.datapages.com>

²³HEARER, HK, 1938, Desarrollos en el sur de Arkansas y el norte de Louisiana en 1937: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 22, no. 6, p. 719-727. [En línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: <http://www.aapg.org/datasystems> o <http://search.datapages.com>

²⁴USGS, U.S. Geological Survey. Potential for a Basin-Centered Gas Accumulation in Travis Peak (Hosston) Formation, Gulf Coast Basin, U.S.A [en línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: https://www.usgs.gov/faqs/what-does-usgs-do?qt-news_science_products=3#qt-news_science_products

²⁵SAUCIER, A. E., Finley, R. J., & Dutton, S. P. (1985, January 1). The Travis Peak (Hosston) Formation of East Texas and North Louisiana. Society of Petroleum Engineers. [en línea] Consultado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-13850-MS>

²⁶DENNEN, Kristin. (2012, July 30) Definition of Greater Gulf Basin Lower Cretaceous Shale Gas Assessment Unit, United States Gulf of Mexico Basin Onshore and State Waters. [en línea] Consultado el 31 de marzo. Disponible en: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/10429dennen/ndx_dennen.pdf

retrogradacionales que está delimitado en la parte superior por una superficie de inundación máxima amplia de la cuenca.²⁷

1.3.2.13 Formación Glen Rose. Se encuentra entre el Aptiano superior y el Albiano inferior, es reconocida como una sola unidad discreta en el sur de Texas compuesta de dolomita arcillosa con capas de anhidrita (Rose, 1972).²⁸

1.3.2.14 Grupo Fredericksburg. Contiene la Formación Walnut, la Formación Goodland y la Formación Kiamichi en orden estratigráfico ascendente.²⁹ La Formación Walnut y la mayor parte de la Formación Goodland son de edad Albiana Media y la Formación Kiamichi es de edad Albiense tardía. Es de caliza, dolomita, marga, chert en capas delgadas. Se encuentra de 40 a 80 ft.³⁰

1.3.2.15 Grupo Washita. Esta formación pertenece al Cretácico temprano y tardío, contiene las formaciones Georgetown, Del Río y Buda. Estratigráficamente, alternas unidades gruesas de arcilla y unidades de caliza delgadas. Tiene un espesor de 200 ft. El contacto basal de Washita sobre Fredericksburg es discordante al sur del condado de McLennan.³¹

1.3.2.16 Formación Tuscaloosa. Esta formación está entre el Cretácico Superior e Inferior. Está compuesta principalmente de litologías de grava de sílex, arena y arcilla equivalentes a las litofacies occidentales definidas por Marcher y Stearns (1962). La grava superior de sílex, con lentes de arena de sílex y arcilla caolinítica, se superpone discordantemente a la unidad inferior y está mejor desarrollada hacia el norte en Tishomingo Co.³²

1.3.2.17 Formación Woodbine. Se encuentra en el Turoniano. NE Texas. Está compuesta de varias secuencias intercaladas de capas de arena, arcilla, arenisca y

²⁷Ibid.

²⁸Ibid.

²⁹SATISH K. Srivastava (1981) Stratigraphic ranges of selected spores and pollen from the Fredericksburg group (Albian) of the southern United States, 5:1, 1-27, [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

<https://www.tandfonline.com/action/showCitFormats?doi=10.1080%2F01916122.1981.9989215>

³⁰USGS. U.S. Geological Survey. Fredericksburg Group. [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

<https://mrdata.usgs.gov/geology/state/sgmc-unit.php?unit=TXKfr%3B0>

³¹USGS. U.S. Geological Survey. Washita Group. [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

<https://mrdata.usgs.gov/geology/state/sgmc-unit.php?unit=TXKw%3B0>

³²USGS. U.S. Geological Survey. Tuscaloosa Formation. [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

<https://mrdata.usgs.gov/geology/state/sgmc-unit.php?unit=MSKt;0>

shale no marino. Tiene un espesor de 500 ft, se adelgaza hacia el este.³³ Consiste en secuencias fluvio-deltaicas a marginales muy variables de areniscas, shales, conglomerados volcánicos y lutitas carbonáceas.³⁴

1.3.2.18 Formación Eagle Ford. Esta formación se encuentra en el Turoniano. Según Sohl (1991), está compuesta de areniscas, limolitas, lutitas orgánicas oscuras y lutitas orgánicas calcáreas intercaladas con lechos de piedra caliza y limolita, y es una de las principales rocas generadoras de hidrocarburos para el sistema petrolero de la Costa del Golfo.³⁵

1.3.2.19 Formación Eutaw. Se encuentra en el Santoniano. Se compone de arcillas laminadas azuladas, negras o rojizas, a menudo ligníticas, que alternan con y generalmente están cubiertas por arenas no perfumadas, en su mayoría, aunque no siempre, pobres en mica y de tinte gris o amarillo.³⁶

1.3.2.20 Formación Tokio. Según Dane (1929), esta formación se ubica en el cretácico superior, y se conforma de arcilla gris, micácea y lignítica con varios lechos de arena de cuarzo rojo, marrón y blanco y un lecho basal de grava. La formación se vuelve más delgada y cada vez más arenosa hacia el este y el lecho de grava basal aumenta 25 ft de espesor. Las arenas se vuelven más gruesas, predominantemente cruzadas.³⁷

1.3.2.21 Formación Austin. Según Young, Woodruff y otros (1985), es heterolítica e incluye piedra caliza, tiza, marga y lutita, con diferencias en el contenido de carbonato, abundancia y tipo de arcilla, y contenido orgánico que influye en las propiedades mecánicas y resultantes en capas mecánicas de la formación.³⁸

1.3.2.22 Grupo Taylor. Según Sohl (1991), las rocas del Grupo Taylor consisten principalmente en tiza, marga, arcilla, piedra caliza y areniscas finas, mientras que el Grupo Navarro está compuesto de arcilla arenosa, arenisca y marga calcárea. En

³³USGS. U.S. Geological Survey. Woodbine Formation. [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

<https://mrdata.usgs.gov/geology/state/sgmc-unit.php?unit=TXKwb%3B0>

³⁴ USGS. US geologic names lexicon (USGS Bull. 896, p. 708). [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

https://ngmdb.usgs.gov/Geolex/UnitRefs/EutawRefs_1570.html

³⁵ Ibid.

³⁶ Ibid.

³⁷ Ibid.

³⁸THORSEN, Carl. "Stratigraphy and Ostracoda of the Brownstown and Tokio Formations-Southwest Arkansas." (1959). LSU Historical Dissertations and Theses. 546. [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en:

https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_disstheses/546

este grupo se encuentran las formaciones Anacacho, San Miguel, Ozan y Annona Chalk.³⁹

1.3.2.23 Grupo Navarro. Conformado por las formaciones Escondido, en ella la arcilla Kemp y la formación Olmos, con la marga Corsicana, la arena Nacatoch seguido de la marga Neylandville. Según Sohl (1991) está compuesto de arcilla arenosa, arenisca y marga calcárea.⁴⁰

1.3.2.24 Grupo Midway. Se encuentra en el Paleoceno. Este grupo, se compone de arenisca y las trampas son una combinación de estructuras y estratigrafía. En general, las trampas están formadas por fallas de crecimiento, anticlinales con fallas, diapiros salinos y pellizcos de areniscas deltaicas. Contiene las formaciones Wills Point y Kincaid.⁴¹

1.3.2.25 Grupo Wilcox. Se encuentra entre el Paleoceno y Eoceno, en el afloramiento se encuentran limos y arcillas, pero en el subsuelo, sus arenas no se distinguen de la formación de arenas Carrizo.^{42,43}

1.3.2.26 Grupo Claiborne. Este en el Eoceno medio, y está compuesto por las formaciones Arenas Sparta, la formación Río Cane y Arenas Carrizo. Consisten principalmente de arcilla fosilífera glauconítica, y las formaciones marinas no marinas a aguas poco profundas son arenas de mantos.⁴⁴

1.3.2.27 Grupo Jackson. Se encuentra en el eoceno, se describe como una sucesión dominada por arena o arcilla. Contiene algunos lignitos, fósiles marinos, glauconita y lechos de margas. Su espesor varía entre un mínimo de 310 ft y máximo

³⁹FERRILL, David. GCAGS Journal. 'Influence of Structural Position on Fracturing in the Austin Chalk' (2017) [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: <https://www.gcags.org/Journal/2017.GCAGS.Journal/2017.GCAGS.Journal.v6.13.p189-200.Ferrill.et.al.pdf>

⁴⁰PEARSON, Ofori. GCAGS Journal. 'Modeling the Mesozoic-Cenozoic Structural Evolution of East Texas'. (2012) Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/8ade/4c06afce99cf9b34efdb005576a46954ac8d.pdf>

⁴¹USGS. 'Geologic Assessment of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources in the Lower Paleogene Midway and Wilcox Groups, and the Carrizo Sand of the Claiborne Group, of the Northern Gulf Coast Region' [en línea] (2017) Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: <https://pubs.usgs.gov/of/2017/1111/ofr20171111.pdf>

⁴² Ibid.

⁴³USGS. Preliminary Evaluation of the Coalbed Methane Resources of the Gulf Coastal Plain. (2017) Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.593.7734&rep=rep1&type=pdf>

⁴⁴ EAGLE, Hoyle. USGS 'Nomenclature of Formations of Claiborne Group, Middle Eocene Coastal Plain of Texas' Washington. (1968) Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: <https://pubs.usgs.gov/bul/1251d/report.pdf>

875 ft. Hacia la costa central, se encuentran en el grupo Jackson, las formaciones Whitsett, Manning Clay, Wellborn y Caddell.⁴⁵

1.3.2.28 Grupo Vicksburg. Según Hosman (1996), la mayoría de los depósitos marinos en la parte inferior del Oligoceno pertenecen al Grupo Vicksburg o estratos equivalentes. El Grupo Vicksburg es un grupo regional que consiste principalmente en arcillas marinas y areniscas de capas delgadas.⁴⁶

1.3.2.29 Formación Frio. Según Sellards (1932), es un conjunto de sedimentos que están compuestos casi en su totalidad por arcillas oscuras de color gris verdoso. El espesor de la formación en el afloramiento varía de aproximadamente 150 ft a 800 ft, mientras que debajo de la superficie el espesor varía de 250 ft a 600 ft.⁴⁷

1.3.2.30 Formación Catahoula. Según Baker (1979), la formación Catahoula se superpone discordantemente a la Formación Frio. El contacto basal de esta formación está delineado por la presencia de arena y conglomerado de grano grueso.⁴⁸

1.3.2.31 Formación Anáhuac. Se encuentra entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior, está compuesta por una lutita marina transgresiva, color gris claro a verdoso oscuro e intercalada con lechos finos de arenisca y caliza.⁴⁹

1.3.2.32 Formación Fleming. Edad Mioceno Tardío. Esta formación está compuesta casi en su totalidad de sedimentos clásticos terrígenos que contienen arcillas intercaladas y cuenta con un porcentaje de arena que se incrementa hacia el este. Se extiende a lo largo del sistema acuífero de la Costa del Golfo en Texas y el este de Luisiana. Esta formación cuenta con un grosor de 200 ft en el afloramiento y tiene una caída de miles de ft a lo largo de la costa.

La Formación Fleming define la extensión más sumergida de las unidades acuíferas de edad del Mioceno en el sistema acuífero de la Costa del Golfo en México.⁵⁰ En la **Figura 3**, se muestra la sucesión estratigráfica para el periodo Terciario de la era del Cenozoico, las unidades litológicas de la cuenca del Golfo de México se

⁴⁵KNOX, Paul. Texas Water Development Board. 'Structure of the Yegua - Jackson Aquifer of the Texas Gulf Coastal Plain' [en línea] (2007) Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: https://www.twdb.texas.gov/groundwater/models/gam/ygjk/YGJK_Structure_Report.pdf

⁴⁶ Ibid.

⁴⁷ Ibid.

⁴⁸ Ibid.

⁴⁹SWANSON, Sharon. 'USGS Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources for the Oligocene Frio and Anahuac Formations, Onshore Gulf of Mexico Basin, USA.' [en línea] (2009) Consultado el 2 de abril de 2018.

⁵⁰CHOWDHURY, Ali. 'Geology of the Gulf Coast Aquifer, Texas'. [en línea] Consultado el 2 de abril de 2018. Disponible en: https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R365/ch02-Geology.pdf

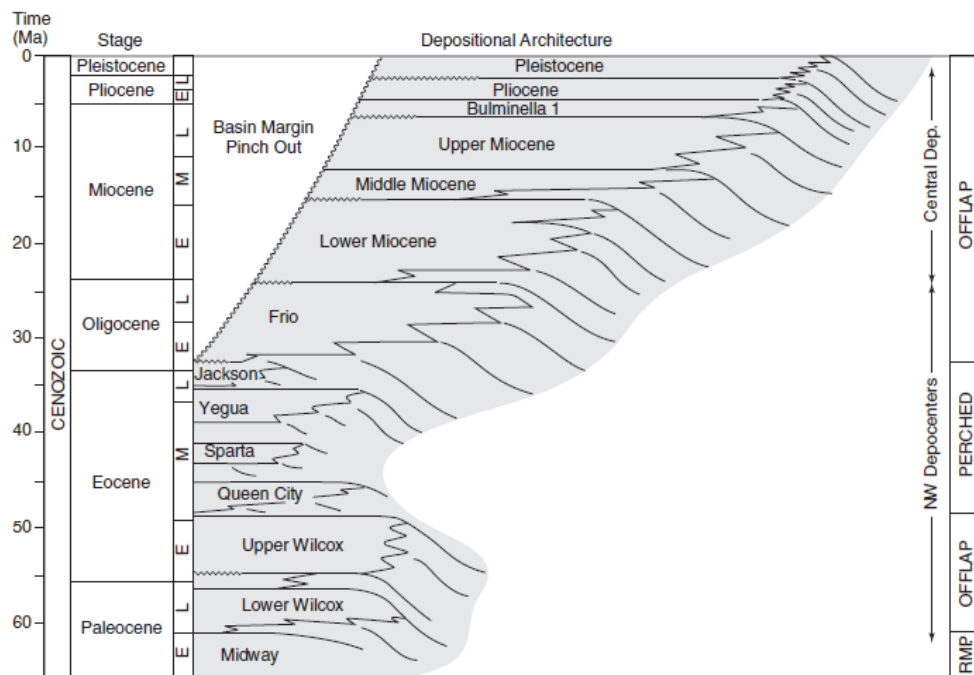
depositaron en 4 fases evolutivas de las cuencas de drenaje norteamericanas adyacentes.

Como primero se dio un periodo de deformación laramídica, es decir, la formación de las montañas, en el Paleoceno-Eoceno Medio, luego el Eoceno tardío-Oligoceno iniciado por calentamiento, levantamiento y vulcanismo en el suroeste de Estados Unidos y México. En el Mioceno, se da el rejuvenecimiento erosional de las altas tierras del este de América del Norte y por último en el Plioceno-Cuaternario se da un rejuvenecimiento de las cuencas de drenaje interior debido al levantamiento.

Los depósitos de cada episodio están separados por formaciones regionales transgresoras de shale marino que contienen en o cerca de su base, una superficie máxima de inundación. Estos episodios deposicionales cenozoicos crean las secuencias estratigráficas genéticas arquetípicas.

La inundación regional del margen del Golfo hasta más allá del afloramiento actual que terminó el Cretáceo y persistió durante los primeros millones de años del Paleoceno.⁵¹

Figura 3. Sucesión estratigráfica del Cenozoico en la Cuenca del Golfo de México.



Fuente: Libro: ANDREW D. MIALI. The sedimentary basins of the United States and Canada. Cap. 15. Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. pag. 519 de 585.

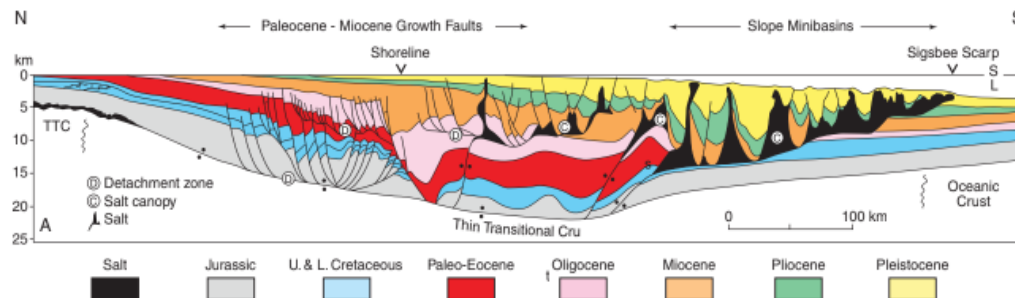
⁵¹ MIALI, Andrew. The sedimentary basins of the United States and Canada. Cap. 15. Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. pag. 519 de 585.

1.3.3 Geología Estructural. Geológicamente el Campo Macondo se halló en el bloque 252 del cañón de Mississippi en la Cuenca del Golfo de México. Esta cuenca nunca estuvo tectónicamente inactiva. Tuvo eventos térmicos y de compresión causados por la convergencia y subducción de las placas del Pacífico debajo de América del Norte que afectaron directamente el margen occidental del Golfo. En esta zona, pliegues compresionales imprimieron los depósitos en el Golfo.⁵²

Los regímenes de esfuerzos desarrollados dentro de los márgenes continentales crearon zonas de fallamiento de "crecimiento" extensivo a lo largo de los márgenes de los anaqueles y anticlinales compresionales y fallas inversas a lo largo de la base de la pendiente.⁵³

En la **Figura 4**, se observa, una sección transversal geológica norte-sur de la cuenca norte del Golfo de México que ilustra las complejas relaciones entre los sedimentos y la sal (negro). Las gruesas cuencas sedimentarias, los cuerpos salinos y las numerosas fallas de la pendiente continental proporcionan un marco geológico que favorece la "fuga" de fluidos y gases subterráneos hacia el fondo marino moderno. La sección transversal es una interpretación de datos sísmicos bidimensionales triturados con datos de perforación. De Peel et al., (1995).⁵⁴

Figura 4. Corte estructural de la sección del norte de la Cuenca del Golfo de México



Fuente: Libro: ANDREW D. MIAL. The sedimentary basins of the United States and Canada. Cap. 15. Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. pag. 513 de 585

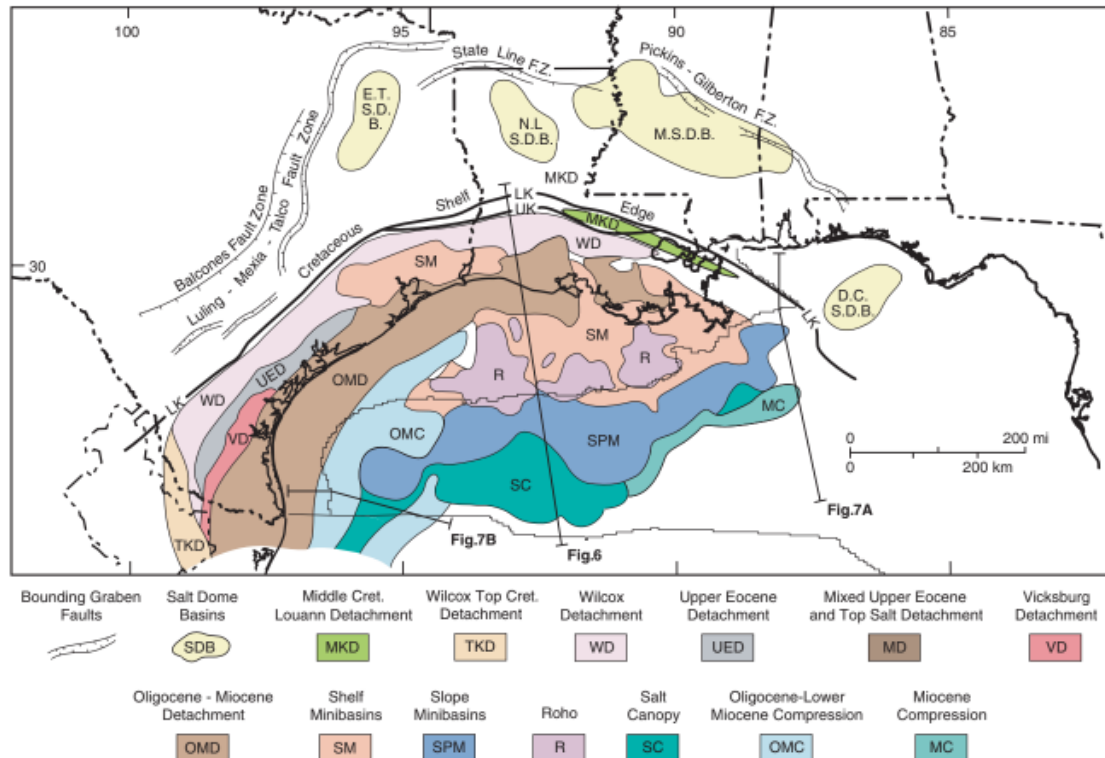
⁵² GALLOWAY. William. GEOEXPRO. Gulf of Mexico. Vol. 6, No. 3 (2009) Consultado el 3 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.geoexpro.com/articles/2009/03/gulf-of-mexico>

⁵³ Ibid.

⁵⁴ Fisher, Charles & Roberts, Harry & Cordes, Erik & Bernard, Bernie. (2007). Cold Seeps and Associated Communities of the Gulf of Mexico. Oceanography. Consultado el 3 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/A-north-south-geologic-cross-section-of-the-northern-Gulf-of-Mexico-basin-illustrating_fig1_272713491

Las características tectónicas, se pueden agrupar en dominios estructurales, como se puede ver en la **Figura 5**. Cada dominio tiene un lapso finito de crecimiento primario que puede asociarse con uno o más sucesivos episodios de acumulación de sedimentos clásticos en el Golfo. Los dominios generalmente se vuelven más jóvenes hacia adelante, comenzando con el dominio del desprendimiento de Louann del Cretácico medio y culminando en el Plio-Pleistoceno y los dominios del dosel de sal de la pendiente continental.⁵⁵

Figura 5. Mapa estructural de la Cuenca del Golfo de México



Fuente: Libro: Andrew D. Miall. The sedimentary basins of the United States and Canada. Cap. 15. Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. pag. 512 de 585.

1.3.4 Geología Del Petróleo. A continuación, se explican los elementos que permitieron crear el sistema petrolífero mediante procesos de generación, acumulación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos.

1.3.4.1 Roca Generadora. La cuenca del Golfo de México contiene múltiples, gruesos, intervalos de roca fuente, que incluyen la piedra caliza y margas del Jurásico superior, la margas del Cretácico inferior, la margas del Cretácico superior inferior y la

⁵⁵ Ibid. MIALL, Andrew. pag. 512 de 585.

mudstone y la mudstone terciaria inferior. Estas rocas fuente están dispersas en la mayor parte del área de la cuenca.⁵⁶

Los principales sistemas de hidrocarburos en costa afuera se derivan de los intervalos fuente Terciario inferior, Cretácico Superior y Jurásico Superior.

El crudo se ha ligado a rocas de origen mar adentro (al este del delta del río Mississippi) y en tierra (por ejemplo, las tendencias de Tuscaloosa y Giddings). Con base en el adelgazamiento de la imagen sísmica del intervalo y la desaparición de los aceites de diagnóstico, interpretamos una pérdida de este tipo de fuente.⁵⁷

Las rocas fuente de los hidrocarburos son principalmente las lutitas del Tithoniano (Holguín, 1985; González y Holguín, 1992).⁵⁸

1.3.4.2 Roca Almacenadora. Las principales rocas almacén son areniscas del Mioceno, calizas del Kimmeridgiano y del Cretácico Superior-Paleoceno, estas se almacenaron en trampas estratigráficas y estructurales.⁵⁹

Las rocas van desde dolomita y piedra caliza y areniscas y lutitas altamente consolidadas hasta arena y lodo no consolidado, y ambientes deposicionales desde plataformas de carbonato.

El petróleo se ha encontrado y producido a partir de cada unidad estratigráfica principal de las limolitas eólicas de edad Norfollet Jurásico y las calizas de aguas poco profundas de edad Smackover directamente sobre las arenas turbidíticas de Louann al Pleistoceno de la vertiente continental moderna. Los depósitos de carbonato Jurásico y Cretácico comúnmente exhiben porosidad de fractura. Como los reservorios convencionales han sido explotados en tierra, el esfuerzo se ha trasladado con éxito a yacimientos no convencionales, incluida la tiza fracturada (Austin), la arena compacta (Cotton Valley-Hosston) y el shale (Bossier). Aquí, la roca fuente y el reservorio pueden estar íntimamente mezclados.⁶⁰

1.3.4.3 Migración. Durante mucho tiempo se ha reconocido que las principales rocas fuente de GOM se encuentran muy por debajo del centro de masa de hidrocarburos reservorios. En general, se requiere una migración ascendente a gran escala de miles de metros, especialmente en los embalses Cenozoicos que

⁵⁶ Ibid.

⁵⁷ Boletín & Sociedad, La & Mexicana, Geológica & Padilla Y Sánchez, Ricardo. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano, Golfo de México Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. TOMO LIX. Consultado el 8 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/315705901_Evolucion_geologica_del_sureste_mexicano_Golfo_de_Mexico_Evolucion_geologica_del_sureste_mexicano_desde_el_Mesozoico_al_presente_en_el_contexto_regional_del_Golfo_de_Mexico

⁵⁸ Ibid.

⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ Ibid.

contienen la mayor parte del petróleo y el gas. Las fallas, los cuerpos de sal crearon senderos que se extienden a través de las rocas fuente a muchos kilómetros de los sedimentos Cenozoicos superpuestos.⁶¹

1.3.4.4 Trampa. La cuenca del Golfo de México cuenta con complejas arquitecturas deposicionales y estructurales se combinan para crear una gran variedad de tipos de trampas. Estas incluyen altos estructurales de sótanos, domos de sal primarios y anticlinales, fallas de crecimiento y anticlinales de vuelco, fallas complejas, pliegues y discontinuidades asociadas con toldos de sal, dobleces de piso de cuenca y correas de empuje, truncamientos de subconformidad, cambios de facies y terminaciones en contra de la sal.⁶²

⁶¹ Ibid.

⁶² Ibid.

2. MARCO TEORICO

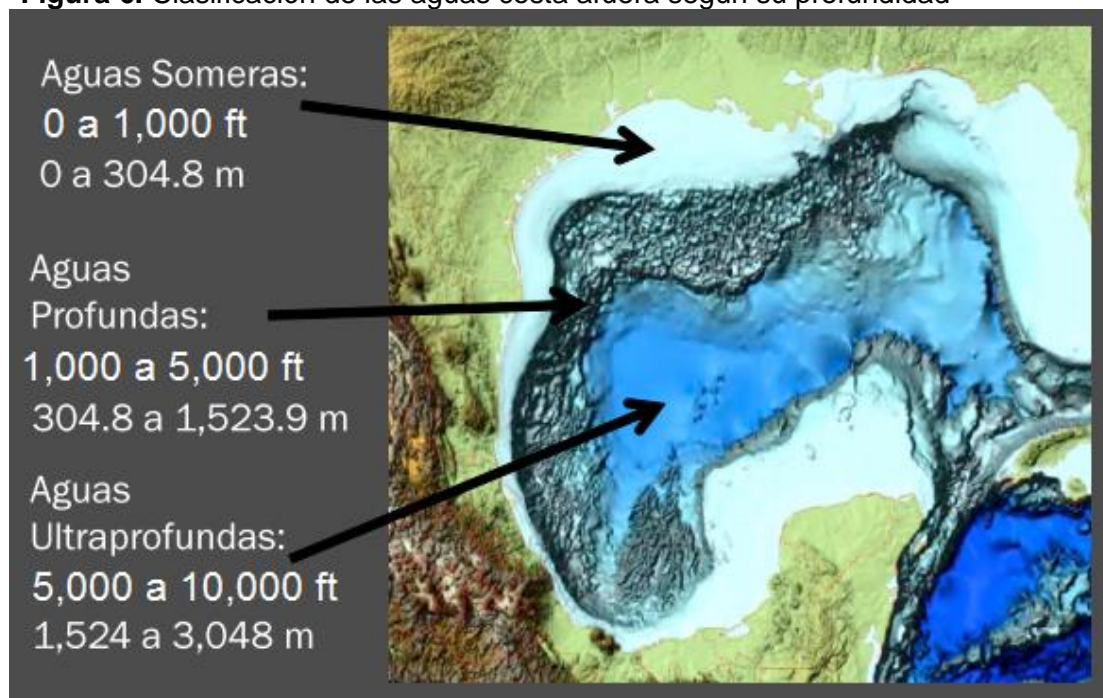
El marco teórico tiene como objetivo describir con principios y ecuaciones físicas los fenómenos y anomalías en un pozo en la operación de perforación, así como conceptos empleados para dar a entender la definición de un influjo durante la perforación.

2.1 PERFORACIÓN OFFSHORE

La perforación offshore, es decir costa afuera, se realiza mediante estructuras que se encuentran sumergidas en el mar, y varían según la profundidad del agua y la ubicación del campo petrolero.

Es conveniente mencionar la profundidad del lecho marino, ya que, según esto, se clasifican las aguas costa afuera, esto se puede evidenciar en la **Figura 6**. Las operaciones offshore tienen actividades en el mar, empleando plataformas y embarcaciones de apoyo, en el aire con el transporte del personal y en tierra con los puertos y base de apoyo.

Figura 6. Clasificación de las aguas costa afuera según su profundidad



Fuente: TIPOS DE PLATAFORMAS PETROLERAS. Consultado el 4 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: https://deptoenergiamedioambiente.files.wordpress.com/2009/10/tipos-de-plataformas-petroleras-marinas_comite-cientifico.pdf. Modificado por los autores.

2.1.1 Características De Las Plataformas Petroleras. Las plataformas petrolíferas o petroleras son estructuras de acero y hormigón⁶³de grandes dimensiones que se encuentran ubicadas sobre un cuerpo de agua, diseñadas para sostener maquinaria y equipos, cuya función es extraer petróleo y gas natural de los yacimientos del lecho marino que luego serán exportados hacia la costa. También sirve como vivienda a los trabajadores que operan en ella y como torre de telecomunicaciones. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma puede estar fija al fondo del océano, flotar o ser una isla artificial.⁶⁴

Debido a su actividad principal, las plataformas petroleras están expuestas a sufrir accidentes de tipo ambiental o por factores operativos, retardando el tiempo de respuesta por ser locaciones de difícil acceso. Estos accidentes pueden ocasionar pérdidas de vidas humanas, derrames de petróleo y graves daños ecológicos.⁶⁵

2.1.2 Clasificación De Las Plataformas. Las plataformas se clasifican principalmente según el tipo de operación a realizar, se describen a continuación con el fin de contextualizar el lugar de los hechos del caso de estudio.

2.1.2.1 Plataformas De Perforación. Estas estructuras, están diseñadas para abrirse paso a través de las capas inferiores al lecho marino para comprobar lo que mediante registros y cálculos se encuentra en el subsuelo.

- **Plataformas Marinas Auto Elevables:** estas plataformas también llamadas “jack-up”, son utilizadas en aguas someras hasta con un máximo de 100 metros de profundidad, generalmente son de forma triangular o rectangular. Cuenta con tres o cuatro estructuras, dependiendo su forma, las cuales se anclan en el fondo del lecho marino y elevan la plataforma que soporta todo el equipo necesario, dejando un colchón de aire por encima del nivel del agua. En la **Figura 7** se muestra un ejemplo de ellas.

⁶³ UNITED CANTABRIC PETROLEUM BLOG. Estructuras y tipos de plataformas. Consultado el 8 de abril de 2018. [en línea] Disponible en:

<https://cantabricpetroleum.files.wordpress.com/2009/10/plataformas-petroleras-cantabricoo.pdf>

⁶⁴UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUNYA, Investigación de los materiales de una plataforma offshore. Barcelona. Consultado el 7 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.academia.edu/7422094/INTRODUCCI%C3%93N_A_LAS_PLATAFORMAS_OFFSHORE

⁶⁵ Ibid.

Figura 7. Plataforma auto elevable ‘Jack-Up’



Fuente: PETROVIETNAM DRILLING & WELL SERVICES CORPORATION. pv drilling I. Consultado el 8 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.pvdrilling.com.vn/en-US/The-Fleet/Jack-up-Rig/PV-DRILLING-I/pvd.htm>

- **Barcos Perforadores:** también llamados “Drillships”, cuentan con una estructura convencional y una apertura conocida como “piscina lunar” a través de la cual se realiza la perforación, pueden operar en más de 10.000 ft de profundidad mediante un sistema de anclaje y a mayores profundidades con un sistema de posición dinámica. Un ejemplo de estos se puede observar en la **Figura 8.**

Figura 8. Barco perforador o ‘Drillship’



Fuente: MAERSK DRILLING. Deepwater Advanced Drillships. Consultado el 9 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.maerskdrilling.com/en/about-us/innovation/deepwater-advanced-drillships>

- **Plataformas Semisumergibles:** son plataformas flotantes y se utilizan para perforar columnas de agua hasta 100 metros, mediante un sistema de anclaje y con mayores profundidades requiere un sistema de posicionamiento dinámico.

En la **Figura 9**, se muestra un esquema de este tipo de plataformas. Están ancladas con seis a doce anclas atadas por fuertes cadenas y cables de alambre controlados por computadora para mantener la estación.⁶⁶

Figura 9. Plataforma semi sumergible



Fuente: MÁS QUE INGENIERÍA. Tipos de estructuras y plataformas offshore. Consultado el 9 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-estructuras-offshore/>

2.1.2.2 Plataformas de Producción. Estas estructuras, están diseñadas para almacenar y despachar mediante barcos de apoyo, el acumulado en hidrocarburos proveniente del yacimiento. En su planta, la configuración difiere con las plataformas de perforación en el equipo que sostienen principalmente.

⁶⁶NATIONAL OCEAN INDUSTRIES ASSOCIATION. Hurricanes and the offshore oil and natural gas industry. Washington, DC. Consultado el 9 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.noia.org/wp-content/uploads/2013/03/326.pdf>

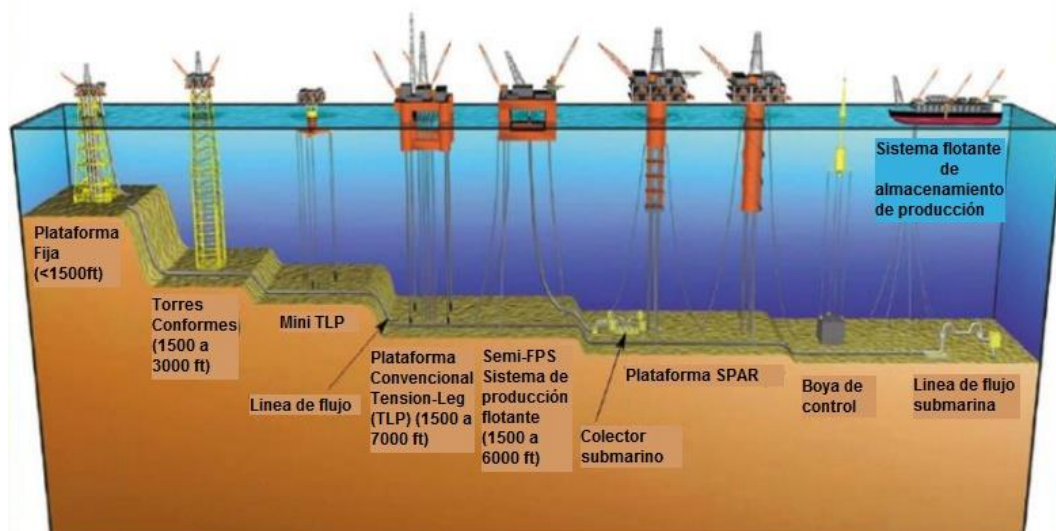
- **Plataforma Fija:** las plataformas fijas se apoyan en patas ancladas directamente en el fondo marino, soportando los equipos de perforación, instalaciones de producción y cuartos de la tripulación. Son económicamente factibles para su instalación en profundidades de agua de hasta aproximadamente 1,700 ft (520 m).⁶⁷
- **Torres conformes (CT):** consisten en torres estrechas y flexibles y una base apilada que soporta una plataforma convencional para operaciones de perforación y producción. Las torres que cumplen con las normas están diseñadas para soportar importantes desviaciones y fuerzas laterales, y se utilizan normalmente en profundidades de agua que van desde los 1.500 y los 3.000 ft (450 y 900 m).⁶⁸
- **Plataformas Tension-Leg (TLP):** son unidades de producción híbridas, consisten en plataformas flotantes atadas al fondo marino de manera que elimina la mayoría de las oscilaciones verticales de la estructura. Los TLP se utilizan en profundidades de agua de hasta 6,000 ft (2,000 m).
- **Plataformas SPAR:** están amarradas al fondo marino como el TLP, pero utilizan líneas de amarre más convencionales. El Spar tiene mejor estabilidad que un TLP ya que tiene un contrapeso grande en la parte inferior. Además, cuenta con la capacidad mediante el uso de jacks de cadena unidos a las bandas, para moverse horizontalmente sobre el campo petrolero.
- **Plataformas Semisumergibles:** tienen varias "patas" que tienen suficiente flotabilidad para hacer que la estructura se mantenga sobre la superficie del agua. Los semisumergibles se pueden mover y generalmente están anclados mediante cables de amarre y diferentes tipos de anclajes, estos se utilizan en profundidades superiores a 600 ft (200 m).
- **Sistema Flotante De Almacenamiento De Producción:** las unidades FPSO (floating Production storageoffloading), son grandes barcos equipados con instalaciones de procesamiento y amarrados a una ubicación durante un largo período, permiten la producción, procesamiento y almacenado de crudo.

En la **Figura 10**, se ilustran todos los tipos de plataformas, especificando los rangos de profundidades al lecho marino al que son operables.

⁶⁷TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS. Consultado el 9 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: https://deptoenergiamedioambiente.files.wordpress.com/2009/10/tipos-de-plataformas-petroleras-marinas_comite-cientifico.pdf

⁶⁸ REVISTA DEL SECTOR MARÍTIMO. Plataformas petrolíferas. (2015) [en línea] Consultado el 9 de Disponible en: <https://sectormaritimo.es/tipos-plataformas-petroliferas>

Figura 10. Sistemas de producción para offshore



Fuente: MEDINA, JUAN CARLOS. Criterios Metoceánicos para la operación de Risers en Plataformas Semisumergibles de Perforación en Aguas Profundas. México. 2014. Modificado por los autores. [en línea] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3558/1/Tesis.pdf>

2.1.3 Desmantelamiento de Plataformas Petroleras. El desmantelamiento de las plataformas también llamado ‘Decommissioning’, es decir detener la prestación de sus servicios y funciones de forma permanente, se realiza con el objetivo de devolver el océano y el lecho marino a su condición previa al arrendamiento de estas.⁶⁹ Esta es una práctica que se incluye en el abandono de los pozos de tipo offshore.

Finalizando la vida útil de las plataformas petroleras, llegan a los llamados ‘desarmaderos de buques’⁷⁰, quienes aprovechan su desmantelamiento de torres de perforación para vender el acero. Las plataformas doblan la altura de los barcos convencionales por lo que son más fáciles de desmantelar y contienen cuatro veces más acero.⁷¹

⁶⁹BSEE. BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT. What is decommissioning of offshore platforms. Consultado el 13 de abril de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.bsee.gov/faqs/what-is-decommissioning-of-offshore-platforms>

⁷⁰EL ESPECTADOR. Playa turca donde van a morir las plataformas petroleras marinas. (2015) Consultado el 13 de abril de 2018. [En Línea] Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/economia/playa-turca-donde-van-morir-plataformas-petroleras-mari-articulo-591764>

⁷¹Ibid.

El reciclaje de las plataformas dura aproximadamente cuatro años, una vez están a disposición de una empresa, remolcadas a tierra para empezar su proceso.⁷² Según Steve Gilbert, director de gestión de Activos y Desmantelamiento de Lloyd's Register, se estima que el gasto mundial en el desmantelamiento de estructuras del sector offshore será de 13.000 millones de dólares por año hasta 2040.⁷³

Para que el desmantelamiento de estas estructuras minimice la contaminación marítima por acumulación de estas a largo plazo, como se ve en el Mar del Norte con 470 plataformas abandonadas, además de 3000 tuberías que deben clausurarse y 5000 pozos que necesitan ser tapados con cemento hasta el 2016, es necesario tener reglamentos y leyes que regulen esta práctica al finalizar su uso.

En el **Cuadro 1** se puede mostrar las regulaciones y guías que se tienen en cuenta cuando un operador firma el contrato de arrendamiento de una plataforma, para realizar su abandono y posterior desmantelamiento.

Cuadro 1. Regulaciones para el desmantelamiento de las plataformas

Ley, Norma O Guía	Año	Descripción
OCSLA. Outer Continental Shelf Lands Act. (Ley de Tierras de la Plataforma Continental Externa)	1953	Define la OCS como todas las tierras sumergidas situadas hacia el mar de las aguas costeras estatales (3 millas de la costa) que se encuentran bajo la jurisdicción de los EE. UU
OSPAR: convención para la protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico Nordeste	1998	Protocolo suscrito por 15 naciones que exige que la superestructura masiva de una plataforma sea eliminada de alguna manera y retornada a la costa para su reciclaje.
Guía para las operaciones de abandono en la Industria del Petróleo y del Gas. (UNAL)	2003	Metodología para estandarizar los procedimientos de abandono estableciendo una estructura lógica en el desarrollo de las operaciones.

⁷²VEOLIA. Veolia desmantelará y reciclará varias plataformas petroleras en Inglaterra. (2017) Consultado el 13 de abril de 2018. [En Línea] Disponible en: <https://www.veolia.com.co/medios-de-comunicacion/noticias/veolia-desmantelara-y-reciclara-varias-plataformas-petroleras-en>

⁷³INGENIERÍA NAVAL. Revista del Sector Marítimo. ¿Cuánto cuesta el abandono y desmantelamiento de campos offshore? (2018) Consultado el 13 de mayo de 2018. [En Línea] Disponible en: <https://sectormaritimo.es/abandono-y-desmantelamiento-de-campos-offshore>

Cuadro 1 (Continuación)

Ley, Norma O Guía	Año	Descripción
AUTO No. 3079 (MINISTERIO DE AMBIENTE)	2010	'Se declara el inicio de la fase de desmantelamiento, restauración final, abandono y terminación de un proyecto de perforación exploratoria y se hacen unos requerimientos'
Proyecto de Resolución: Reglamento Técnico Abandono de Pozos (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA)	2016	Establece lineamientos técnicos para el abandono de pozos perforados en desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos

Fuente: Elaboración propia.

2.1.4 Especificaciones De La Plataforma Deepwater Horizon. La empresa Hyundai Heavy Industries en Corea del Sur, construye en 2001 la plataforma semi-sumergible llamada Deepwater Horizon, valorizada en US\$ 350.000.000, utilizada para desarrollar el proyecto Macondo, a cargo de las compañías British Petroleum (BP) y Transocean LTD.

Esta plataforma cuenta con una capacidad de perforación hasta de 30.000 ft (9144 m) y una profundidad hasta de 10.000 ft (3048 m) con 4 bombas 'National 14-P-220' de 2200 HP. Con una mayor inversión en tecnología y tamaño en la industria petrolera, tiene 121 m de largo, 78 m de ancho y 41 m de alto. En la **Figura 11** se muestra una fotografía de la plataforma.

Figura 11. Fotografía de la plataforma Deepwater Horizon

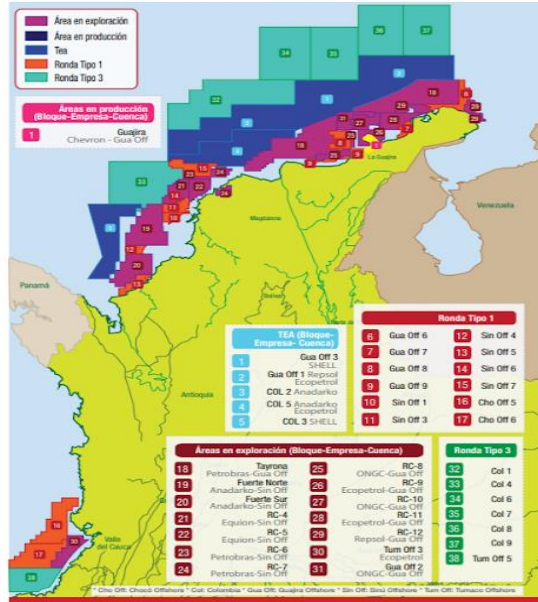


Fuente: PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE DEEPWATER HORIZON. Consultado el 14 de mayo de 2018. [en línea] Disponible en: https://elpais.com/internacional/2010/04/21/actualidad/1271800810_850215.html

2.2 PROYECTOS OFFSHORE EN EL CARIBE COLOMBIANO

La perforación offshore en el Caribe colombiano es un tema relativamente nuevo, ya que el primer pozo perforado en esta zona fue el 20 de septiembre del 2017 según el Ministerio de Hacienda, que indicó inicio de actividades en Molusco-1^{74,75} operado 100% por la empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol. El hallazgo del pozo Molusco generó un crecimiento en el interés por explorar y explotar los recursos que se encuentran en esta zona; la localización del pozo molusco es cerca de los yacimientos de Chuchupa y Ballena, a su vez este proyecto requirió de una inversión de 75 millones de dólares. En la **Figura 12** se observa un mapa de los bloques offshore en el Caribe colombiano con proyectos de explotación, producción y TEA, adjudicados por medio de las rondas de la ANH.⁷⁶

Figura 12. Mapa de bloques en el Mar Caribe



Fuente: MINISTERIO HACIENDA. Colombia Energía. Actividades de exploración y producción costa afuera. (2014)

⁷⁴ UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR. Hagamos visible el desarrollo científico e innovador de la UTB. Simposio de investigación. Cartagena, Colombia. Consultado el 15 de mayo de 2018. (2017) [en línea] Disponible en:

http://investigaciones.utb.edu.co/sites/investigaciones.unitecnologica.edu.co/files/descargas/memorias_invisible_0.pdf#page=352

⁷⁵ EL HERALDO. Arrancó perforación de primer pozo petrolero costa afuera de Ecopetrol en el Caribe. [en línea]. Consultado el 15 de mayo de 2018. (2017) Disponible en: <https://www.elheraldo.co/economia/arranco-perforacion-de-primer-pozo-petrolero-costa-afuera-de-ecopetrol-en-el-caribe-404621>

⁷⁶ MINISTERIO HACIENDA. Colombia Energía. Actividades de exploración y producción costa afuera. [en línea] Consultado el 13 de mayo de 2018. (2014) Disponible en: http://colombiaenergia.com.co/ed-antiores/colombia_energia_edicion_9.pdf

En el **Cuadro 2** se muestran los principales proyectos realizados en el Caribe colombiano, con sus respectivas compañías operadoras y el tipo de plataforma en el que fueron desarrollados.

Cuadro 2. Principales proyectos en el Caribe colombiano

Año	Nombre Del Proyecto	Profundidad	Tipo De Plataforma	Empresa
2017	Molusco-1	1.830m con una lámina de agua de 62m	Plataforma Auto elevable 'jack-up' ⁷⁷	Ecopetrol
2017	Purple Angel	4.795m incluida una lámina de agua de 1.835m	Barco perforador 'Drillship' Bolette Dolphin	Ecopetrol, Anadarko
2017	Gorgón	4.575m incluida una lámina de agua de 2.136m	Barco perforador 'Drillship'	Ecopetrol, Anadarko
2015	Kronos	3.720m incluida una lámina de agua de 1.584m	Barco perforador 'Drillship' Bolette Dolphin	Ecopetrol, Anadarko
2014	Orca	4.240m incluida una lámina de agua de 674m	Barco perforador 'Drillship' Bolette Dolphin	Petrobras, Ecopetrol, Repsol
1973	Chuchupa	1.585m con una columna de agua de 34 m ⁷⁸	Plataforma fija	Chevron Petroleum Company, Ecopetrol

Fuente: Elaboración propia.

Colombia ha generado avances en términos de regulación costa afuera, y con el fin de promover allí la explotación de hidrocarburos, se crearon decretos con un enfoque atractivo para las empresas ya que presenta beneficios tributarios, que según el Decreto 2682 de 2014 modificado por el Decreto 2129 del 2015, establece que la explotación offshore tendrá una renta del 15 % y debido a la tasa del 5%,6%,8% y 9 % según la Ley 1607 de 2012, implica que todo proyecto costa afuera

⁷⁷ PORTAFOLIO. Molusco, el pozo 'offshore' con sello de Ecopetrol. [en línea] Consultado el 15 de mayo de 2018. (2017) Disponible: <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/molusco-el-pozo-offshore-de-ecopetrol-503235>

⁷⁸ DIRECCION GENERAL MARITIMA. Plataformas gasíferas. Consultado el 16 de mayo de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.cioh.org.co/derrotero/index.php?option=com_content&view=article&id=296&Itemid=357

pagará una renta del 24%, esto quiere decir que se disminuyeron 17 puntos porcentuales por debajo de lo que se paga normalmente.^{79,80}

Se regulo en el 2017, mediante la resolución 40687, el reglamento técnico para las actividades de perforación de pozos exploratorios que permitan determinar la presencia de hidrocarburos en aguas someras, profundas o ultra profundas del territorio colombiano.⁸¹

Es de gran importancia identificar las instituciones encargadas de la regulación del uso del subsuelo como el Ministerio de Minas y Energías de Colombia y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) quien es la encargada de ofertar los bloques desde 2014 con la concesión de explotación en costa afuera. Cabe recalcar que planean modificar los tiempos de exploración de 6 a 9 años y de explotación de 24 a 30 años con el fin de fomentar el desarrollo en estas zonas.

2.3 RASGOS CARACTERÍSTICOS EN LA INTEGRIDAD DE POZO

En cualquier operación dentro del ciclo de vida de un pozo, sin importar el objetivo que este vaya a cumplir, es necesario tener en cuenta parámetros de seguridad para el desarrollo de los proyectos y llevarlos a cabo reduciendo los riesgos y evitando accidentes. Esto se puede lograr, manteniendo y supervisando los elementos que componen las barreras primaria y secundaria.

2.3.1 Barreras Primarias. Las barreras primarias son las encargadas de controlar la presión y evitar que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo. El lodo de perforación es la principal barrera interior ya que mantiene la presión hidrostática dependiendo la profundidad a la que se encuentre; siempre que la columna del lodo de perforación dentro del pozo ejerza una presión mayor a la presión del poro, los hidrocarburos no deberían fluir hacia el interior del pozo.⁸²

2.3.1.1 Presiones En El Yacimiento. La presión es una variable principal en el pozo, pues controla el comportamiento de los fluidos en fondo. En el **Cuadro**

⁷⁹ RAMOS, CAROLINA. Universidad Externado De Colombia. Extracción de hidrocarburos costa afuera en Colombia: Panorama Legal y retos a partir de las zonas francas costa afuera u offshore. [en línea] Consultado el 18 de mayo de 2018. (2015) Disponible en: <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/emerca/article/view/5046/6119>

⁸⁰ ANH. Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos Colombiano. Consultado el 18 de mayo de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore.pdf>

⁸¹ EL TIEMPO. MinMinas expide resolución para exploración petrolera 'costa afuera'. Consultado el 18 de mayo de 2018. [en línea] (2017) Disponible en: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/resolucion-del-ministerio-de-minas-para-explorar-pozos-petroleros-costa-afuera-111218>

⁸²(Grace, 2003). Grace, 2003. Blowout and well control handbook. Houston: Gulf Professional Publishing

3¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., se encuentran explicadas según su función y en qué momento estas están presentes. La presión considera las variables densidad y altura de la columna, y como constante la gravedad, como se puede observar en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Presión Hidrostática

$$P = \rho * g * h$$

P: presión (psi)
 ρ: densidad (ppg)
 g: gravedad
 h: altura del fluido (ft)

Cuadro 3. Tipos de presiones según su función

Tipo De Presión	Función
Presión Hidrostática	Es la presión ejercida por el peso del fluido cuando se encuentra en reposo, por lo general este término se asocia al fluido de perforación, debido a que el peso del lodo genera una presión hidrostática en toda la columna y a partir de esta se puede controlar un evento de influjo.
Presión de Fractura	Es la cantidad de presión requerida para deformar permanentemente la formación.
Presión de surgencia y suabeo	Cuando se saca muy rápido la tubería del pozo se genera una disminución en la presión en fondo lo que genera un fenómeno de succión, y la sumergencia es cuando se introduce muy rápido la tubería al pozo generando un aumento en la presión de fondo. ⁸³
Presión Hidráulica	Es la presión requerida para hacer circular el fluido de perforación en el sistema de perforación, esta es generada por la bomba de lodo para mover el fluido de perforación que pasa a través de la tubería y de regreso a la superficie a través del anular.
Presión de Poro de Formación	Es la presión o potencial escalar hidráulico que actúa dentro de un espacio de poro interconectado en profundidad. ⁸⁴
Presión de poro anormal de Formación	Es la presión de poro mayor a la normal, también conocida como sobrepresión. Una fuente de presión anormal es el volumen de gas entrampado o que se encuentra en un intervalo permeable. ⁸⁵

⁸³Intertek Consulting & Training. Control de pozos. Colombia, Bogotá: Intertek. p.22-25

⁸⁴Ibid.

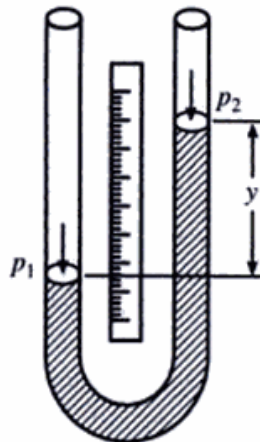
⁸⁵Ibid.

Cuadro 3 (Continuación)

Tipo De Presión	Función
Presión de poro normal de Formación	La presión hidrostática (o normal), está asociada con una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés. Aumenta con la profundidad a una velocidad de 10 MPa / km o 0,44 psi / ft (dependiendo de la salinidad). Depende de la densidad del fluido y la profundidad vertical verdadera (TVD) al punto de interés. ⁸⁶
Presión de poro subnormal de Formación	Es cualquier presión de formación menor a la presión hidrostática del fluido de poro correspondiente. ⁸⁷
Presión de Sobrecarga	Es el efecto combinado del material de formación y el fluido en la formación a una profundidad de interés particular. La presión de sobrecarga está directamente relacionada con la compresibilidad de la formación.

- **TEORIA DEL TUBO EN U:** es un sistema de vasos comunicantes el cual contiene uno o varios fluidos con su respectiva densidad. Estos se encuentran a una altura determinada dependiendo la presión aplicada en cada uno de los extremos de los vasos, se ilustra en la **Figura 13**. Esta teoría, modela lo que ocurre en el anular del pozo y justifica la importancia de tener presentes las presiones, así como densidades en cada uno de los intervalos que se tengan.

Figura 13. Tubo en U



Fuente: ROLLE, KURT C.
Termodinámica (6ta ed.).
Pearson. p 50

⁸⁶Ibid.

⁸⁷Ibid.

2.3.1.2 Densidad. Esta propiedad aporta el peso del lodo, haciéndolo adecuado para la circulación en pozo y su valor depende del propósito que se quiera cumplir. En el **Cuadro 4**, se esquematiza los tipos de densidades y su objetivo.

Cuadro 4. Caracterización de la densidad

VARIABLE	CONCEPTO	ECUACIÓN
Densidad	Es una propiedad física de los fluidos que relaciona su masa y su volumen.	$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$
Densidad Equivalente de Circulación (ECD)	Es la densidad del fluido de circulación que determina la presión hidrostática en el fondo del pozo, teniendo en cuenta las caídas de presión en el espacio anular. ⁸⁸	$ECD_{(PPG)} = \frac{\text{Pérdidas de presión anular (psi)}}{(0.052 * TVD)} + \text{Densidad del fluido en uso (ppg)}$
Densidad de fluido de matar (KWM)	Peso del fluido que se requiere para contener una formación con influjos. ⁸⁹	$KWM = (PCTP/0.052/PVV) + OWM$ <i>KWM:</i> densidad de fluido de matar (lb/gal) <i>PCTP:</i> presión de cierre instantáneo en TP (lb/in ²) <i>PVV:</i> profundidad vertical verdadera (ft) <i>OWM:</i> densidad original del fluido (lb/gal)

Fuente: Elaboración propia

2.3.1.2 Ventana de densidad del lodo. Es el rango en el cual la densidad o peso del lodo debe estar para no comprometer la estabilidad del pozo, no llegar a ningún extremo, ser muy alta y fracturar o dañar la formación o por el caso contrario, ser muy baja y tener un flujo incontrolado de fluido en el pozo.

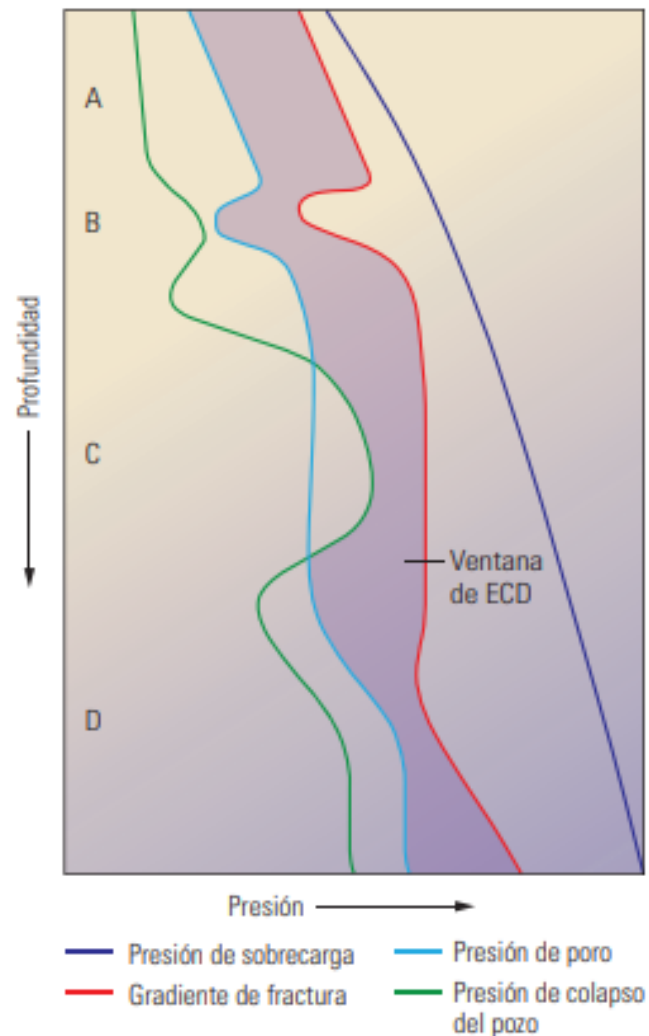
⁸⁸SCHLUMBERGER. Densidad Circulante equivalente. Oilfield Glossary. Consultado el 15 de mayo de 2018. [en línea] Disponible en:

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/equivalent_circulating_density.aspx

⁸⁹Instituto Técnico del Petróleo. Training School, Manual de Instrucción. Drilling. Victoria. Universidad de Houston.

En la **Figura 14**. Ventana de densidad del lodo, se muestran los regímenes de presión en los que se puede encontrar un pozo, como es que la ventana de ECD se encuentre limitada por diferentes presiones y a diferentes distancias de ellas. Primero (A) se encuentra entre la presión de poro y el gradiente de fractura, luego (B) muestra que hay una reducción de presión de poro, después (C) se encuentra entre la presión de colapso de pozo y por el gradiente de fractura y finalmente (D) se evidencia un aumento de la presión de poro y disminución del gradiente de fractura, por lo cual la ventana de densidad del lodo queda muy estrecha.⁹⁰

Figura 14. Ventana de densidad del lodo



Fuente: COOK, John. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. OilfieldReview Schlumberger.

⁹⁰COOK, John. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Oilfield Review Schlumberger

En el **Cuadro 5** se muestran los cálculos a tener en cuenta en la operación de perforación, para manejar y controlar los fluidos provenientes de yacimiento.

Cuadro 5. Cálculos para la determinación de volúmenes y presiones

Objetivo	Concepto	Ecuación
Cantidad de barriles necesarios para aumentar el peso del lodo	Se incrementa el peso del lodo con el objetivo de contener y controlar el fluido que entra al pozo en dirección a superficie.	$\text{Cantidad de sacos de barita (scs/bl)} = 14.9 * (KWM * -OWM) / (35.4 - KWM)$ <p><i>scs/bl</i>: cantidad de sacos de barita (100 lb c/u), que se añade a cada barril <i>KWM</i>: fluido con densidad de control (lb/gal) <i>OWM</i>: densidad original del lodo (lb/gal)</p>
Aumento de nivel del pozo	Ocurre cuando se añade el lodo mezclado con barita aumentando el volumen del sistema.	$\text{Aumento de volumen(bl)} = \text{cantidad de sacos de barita} / 14.9$
Capacidad y desplazamiento de fluido de perforación	Cantidad de volumen de fluido de perforación en el interior de la tubería de perforación ⁹¹	$\text{Capacidad (bbl/pie)} = ID^2 \div 1029$ $\text{Volumen} = \text{longitud de la tubería} * \text{capacidad}$ <p><i>ID</i>: diámetro interno de la tubería</p>
Capacidad en el anular	Cálculo de volumen en el espacio anular	$\text{Capacidad en el anular (bbl/pie)} = (ID^2 - OD^2) \div 1029$ $\text{Volumen} = \text{longitud de la tubería} * \text{capacidad en el anular}$ <p><i>ID</i>: diámetro interno de la tubería <i>OD</i>: diámetro exterior de la tubería</p>
Desplazamiento en la tubería de perforación	Desplazamiento de fluido en el tubo de perforación	$\text{Desplazamiento (bbl/pie)} = (ID^2 - OD^2) \div 1029$ <p><i>ID</i>: diámetro interno de la tubería <i>OD</i>: diámetro exterior de la tubería</p>

⁹¹Ibid.

Cuadro 5 (Continuación)

Objetivo	Concepto	Ecuación
Desplazamiento para tubería de grado E y G	Desplazamiento de fluido teniendo en cuenta las conexiones y herramientas adicionales que hacen variable el diámetro. ⁹²	$\begin{aligned} & \text{Desplazamiento de la tubería}(bbl/pie) \\ & = \text{Peso de la tubería}(lb/pie) \\ & \div 2600 \end{aligned}$
Desplazamiento para tubería de grado X y S.	Desplazamiento de fluido con un diámetro menor.	$\begin{aligned} & \text{Desplazamiento de la tubería}(bbl/pie) \\ & = \text{Peso de la tubería}(lb \\ & /pie) \div 2500 \end{aligned}$
Disminución de volumen del fluido de perforación	Identificación del nivel del fluido de perforación cuando se extrae la tubería. ⁹³	$\begin{aligned} & \text{Disminución de nivel}(pies) \\ & = vol. despla \\ & \div (cap. en el anular \\ & + cap. del tubo) \end{aligned}$ <p><i>vol. despla:</i> volumen que se desplaza por retirar la tubería.</p>
Presión hidrostática generalizada	Presión ejercida por la columna de fluido de perforación	$Ph = 0.052 * MW * PVV$ <p><i>Ph:</i> presión hidrostática(lb/in²) <i>MW:</i> peso del lodo(lb/gal) <i>PVV:</i> profundidad vertical verdadera(ft)</p>
Pérdidas de presión	Se puede deber a la disminución de densidad del lodo o nivel de fluido	$\begin{aligned} & \text{Pérdidas de PH} = \\ & 0.052 * \text{peso del lodo}(lb/gal) \\ & * \text{disminución de nivel}(pies) \end{aligned}$

⁹²Ibid.

⁹³Ibid.

Cuadro 5 (Continuación)

Objetivo	Concepto	Ecuación
Gasto para una bomba dúplex	Se debe considerar el diseño ya que se resta el volumen de dos bielas de los cuatro volúmenes del cilindro que a diferencia de las bombas triplex tienen acción sencilla. ⁹⁴	$\text{Gasto de la bomba}(pg) = 0.000162 * \text{longitud de embolada} * ((2 * LD^2) - RodDia^2)$ <p>Longitud de embolada(in)</p>
Gasto para bomba triplex		$\text{Gasto de la bomba}(pg) = 0.000243 * \text{longitud de embolada} * D^2$ <p><i>D</i>: diámetro de la camisa(in) 0.000243: factor de conversión para expresar el gasto de la bomba en (lb/emb)</p>
Factor de capacidad	Para determinar qué grado de error se tiene.	$\text{Factor de capacidad} (\%) = \frac{\text{emboladas calculadas para llenar}}{\text{emboladas medidas para llenar}}$
Volumen de la bomba triplex en bbl	Para determinar el volumen neto que se bombea	$\text{Volumen de la bomba} = [(3)(\pi * D^2 / 4)(pulg^2)] * [\text{longitud de embolada}(pulg)] * (1gal / 231 pulg^3) * (1Bbl / 42gal)]$
Gasto real de la bomba	Para determinar el tiempo de circulación y el volumen necesario para llenar el pozo.	$\text{Gasto real de la bomba} = \text{gasto de la bomba} * \text{factor de capacidad}$
Gasto en barriles por minuto (bbl/min)		$\text{Gasto real de la bomba}(bl/min) = \text{gasto real de la bomba} * \text{número de emboladas}$
Gasto en galones por minuto (gal/min)		$\text{Gasto real de la bomba}(gal/min) = \text{gasto real de la bomba}(bl/min) * 42$
Número de emboladas para desplazar el fluido hasta la broca	Desplazar el fluido de perforación dentro de la tubería de perforación.	$\text{Emboladas hasta la broca} = \frac{\text{Cap. interior de la sarta}}{\text{Gasto real de la Bomba}}$

Fuente: Elaboración Propia.

2.3.2 Barreras Secundarias. Las preventoras BOP, actúan como una barrera secundaria en las situaciones de patadas al cerrar varias válvulas individuales.

⁹⁴Ibid.

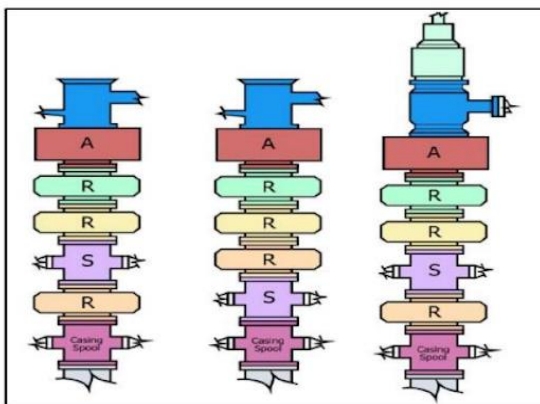
Estos arietes pueden sellar el pozo contra la alta presión de los hidrocarburos. Se necesitan casi 40 a 50 segundos para cerrarse, por lo que el reconocimiento temprano de la patada es un componente clave en los procedimientos de control del pozo.⁹⁵

Los componentes físicos del pozo también ayudan a crear la integridad del pozo y a detener el flujo de hidrocarburos. El casing se instala a intervalos frecuentes para proporcionar estabilidad al pozo. Después de instalar el casing de producción, se realiza la cementación, que también proporciona una fuerte barrera al flujo de hidrocarburos en el espacio anular y en la pista de la zapata. Sobre todo, un cuidadoso monitoreo del pozo es otro factor crítico en el procedimiento de control de pozos.⁹⁶

2.3.2.1 Sistema de Válvulas Preventoras. Cuando se habla de válvulas preventoras se refiere a un conjunto de válvulas de gran tamaño que se posicionan en la boca del pozo, existen diferentes tipos de válvulas, que serán mencionadas a continuación, en la

Figura 15. Configuraciones de los conjuntos de Válvulas preventoras (BOP) se observa los diferentes componentes de un conjunto de válvulas preventoras o BOP's y el orden en que se pueden colocar. El Instituto Americano del Petróleo (API) mediante la norma API RP53 describió las distintas configuraciones posibles para un conjunto de preventoras anular y tres de esclusas (ariete, ram).

Figura 15. Configuraciones de los conjuntos de Válvulas preventoras (BOP)



Fuente: WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición

A: preventor de reventón tipo anular

R: preventor de reventón tipo simple o esclusa (ariete, ram)

S: carretel con conexiones de salida lateral para líneas del estrangulador

⁹⁵Ibid. p 88

⁹⁶BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Consultado el 20 de mayo de 2018. [en línea] Disponible en: http://www.academia.edu/8361169/Well_Completion_Design_-_Jonathan_Bellarby

Las preventoras pueden ser de diferentes tamaños y son clasificadas como se observa en el **Cuadro 6**.

Cuadro 6. Tipos de configuraciones de las preventoras según presión y tamaño.

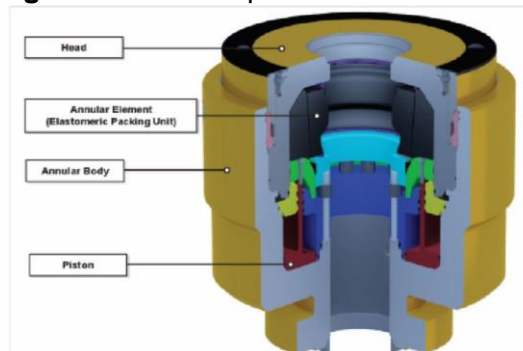
TAMANO	PRESION TRABAJO (psi)	NOMBRE
7 ½ in - 179,39 mm	15.000	RSRRA
13 ⅝ in - 346,08 mm	10.000	RSRRA
18 ¾ in - 476,25 mm	5.000	RRRAAA

Fuente: WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición

- **Válvula Preventora Anular:** es uno de los equipos de control de pozo más versátiles y con capacidad para cerrar cualquier equipamiento que se encuentre por debajo de ella, consiste en un empaque circular de caucho, un pistón, cuerpo y tapa, que funciona hidráulicamente cuando se bombea fluido, provocando el movimiento del pistón y provocando que el packer genere sello.

En la **Figura 16** se muestra las partes de una válvula anular. Estas preventoras por lo general tienen una presión de trabajo de 800 psi, sin embargo, como tiene un componente de “caucho” el packer, es la parte más delicada de este tipo de válvula por lo tanto se debe saber bien qué presión requiere el pozo para no destruir el packer, por lo general la presión máxima de trabajo que puede alcanzar una válvula preventora es de 3.000 psi.⁹⁷

Figura 16. Válvula preventora anular



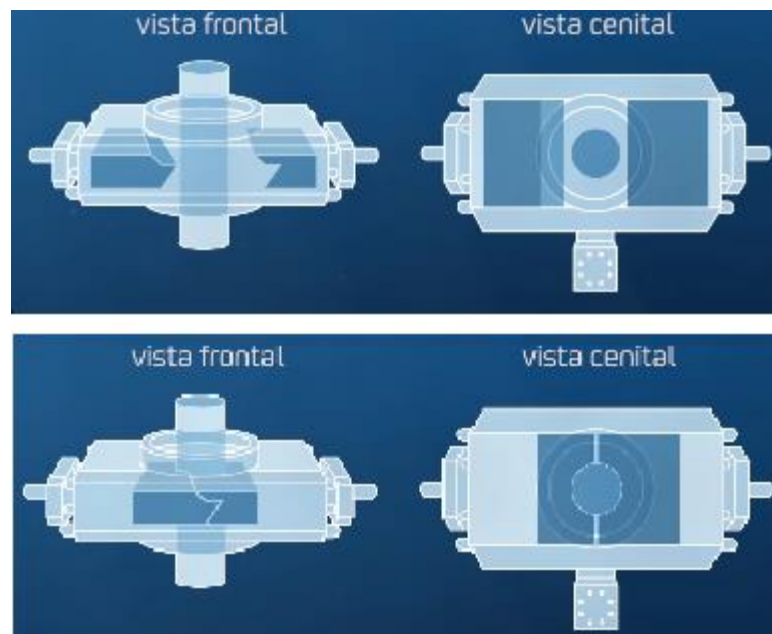
Fuente: Válvula preventora anular. Consultado el 18 de mayo de 2018. [En línea] Disponible en:
<https://sc01.alicdn.com/kf/HTB1m4XgKFXXXXbBXXXXq6xFXXXV/Blowout-preventer.jpg>

⁹⁷WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición

Existen diferentes tipos de esclusas de cierre y se clasifican según su forma de cerrar la tubería, en seguida se explicarán las más comunes.

- **Esclusa (ariete, ram):** este tipo de esclusa en el sistema de válvulas preventoras tiene un funcionamiento relativamente sencillo, la esclusa en un bloque de acero que se diseña acorde a la tubería la que en caso de emergencia tendrá que ser sellada, las esclusas funcionan de forma hidráulica, por lo general no se puede operar manualmente a menos de que se mande diseñar con esa característica.⁹⁸
- **Esclusa (ariete, ram) de corte:** las esclusas son especiales ya que esta clase de esclusas poseen hojas filosas encargadas de cortar la tubería, el funcionamiento de estas esclusas depende de la presión, se recomienda no cerrarla de forma abrupta, también cuando se prueba esta válvula se daña el componente de empaque por lo que no se recomienda realizar ensayos de esta válvula para no perder la capacidad de sello. En la siguiente **Figura 17** se observa el funcionamiento de este tipo de esclusa.⁹⁹

Figura 17. Esclusa (ariete, ram) de corte de tubería abierta y cerrada



Fuente: REPSOL. Sistema de prevención BOP.
Consultado el 23 de junio de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=Sydl4LclCO8>

⁹⁸Ibid.

⁹⁹ Ibid.

2.4 INFLUJOS

Un influjo (surgencia, amago, aporte, fluencia, kick) es el flujo no deseado y/o descontrolado de fluidos de la formación hacia el pozo.

Deben existir dos condiciones para que ocurra un posible influjo, antes de la operación de perforación o al introducir o sacar tubería; primero que la presión hidrostática no sea lo suficiente, es decir que sea menor a la presión de yacimiento, segundo que la formación tenga una permeabilidad que permita que ocurra el influjo (fluidos de yacimiento al pozo).

La principal barrera o línea de defensa de que ocurra un influjo es el lodo de perforación, por lo tanto, si no se controla la presión hidrostática del fluido de perforación se producirán influjos. Cuando no se maneja un influjo puede terminar en un descontrol de pozo (reventón, Blowout). Algunas de las principales causas son las formaciones con presiones anormales, un fluido de perforación con baja densidad y pérdidas de circulación.¹⁰⁰

Algunos indicadores son, el cambio inesperado de la tasa de perforación, disminución de la presión de circulación y el incremento inesperado en los tanques.

2.4.1 Tipos de influjos. Es importante determinar el tipo de influjo si es gaseoso o líquido (agua o petróleo). Esto se logra calculando la densidad, teniendo que, para el agua salada es entre 8.5 y 10.0 ppg, la del gas es de menos de 2.0 ppg y si la densidad está entre 2.0 y 8.5 ppg será una mezcla de gas, petróleo y agua.¹⁰¹

Para determinar el tipo de influjo, se debe conocer el volumen ganado en los tanques, y para determinar su altura se emplea la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Altura de un influjo

$$\text{Altura del influjo (ft)} = \frac{\text{Ganancia en los tanques (bbls)}}{\text{Capacidad en el anular (bbls/ft)}}$$

2.4.1.1 Influjos de líquido. Los influjos de líquido pueden ser de petróleo, o de agua salada de formación, estos no se comprimen ni se expanden de forma apreciable. Cuando este ocurre no se incrementa considerablemente la presión ya que al circular mantiene su volumen en general.

¹⁰⁰WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición

¹⁰¹Well control training - well control school. Retrieved from <https://www.wellcontrol.com/>

2.4.1.2 Influjos de gas. El gas al ser un fluido compresible, el volumen que ocupa estará en función de la presión a la que se le somete. Si la presión aumenta, el volumen disminuye.

Este tipo de influjo tiende a migrar a mayor velocidad con respecto al líquido y puede tener diferentes comportamientos: no expandirse sin ganancias en los tanques y asumiendo pérdidas de circulación con aumentos de presión en fondo y en superficie, expansión controlada mostrando ganancias en los tanques progresivamente manteniendo la presión en fondo y aumentando la presión en superficie, y por último la expansión descontrolada en la cual se tienen ganancias en los tanques de manera exponencial con una presión de superficie 0 dado a que no se tiene una contrapresión, y la presión en fondo aumenta.

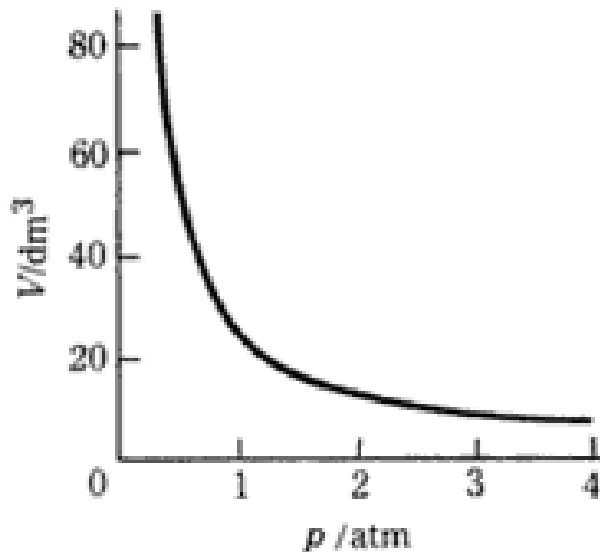
Mediante las ecuaciones físicas, de Boyle, Charles y de los gases ideales. Se modela el comportamiento de los gases teniendo presión y temperatura.

- **Ley de Boyle:** para un gas a temperatura constante, la presión es inversamente proporcional a su volumen. En la **Ecuación 3**, se puede observar este comportamiento.

Ecuación 3. Ley de Boyle

$$P_1V_1 = P_2V_2$$

Figura 18. Volumen en función de la presión, ley de Boyle (T=250C)



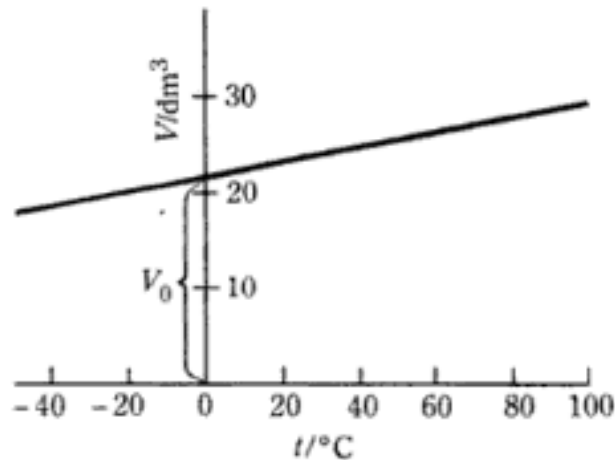
Fuente: Castellan, G. W. (1998). Físicoquímica (3rd ed.). México: Pearson.

- **Ley de Charles:** para un gas a presión constante, el volumen es directamente proporcional a la temperatura absoluta. El volumen de gas se afecta con los cambios de temperatura. El aumento de temperatura causa que el gas se expanda y un ambiente frío causa una contracción de este.

Ecuación 4. Ley de Charles

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2}$$

Figura 19. Volumen en función de la temperatura, ley de Charles (P=1atm)



Fuente: Castellan, G. W. (1998). Físicoquímica (3rd ed.). México: Pearson. p 9

- **Ley de los Gases Ideales:** es la combinación de la ley de Boyle y Charles.

Ecuación 5. Ley de los Gases Ideales

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$$

2.4.2 Causas de los influjos. Existen diversas causas que generan influjos y un posterior evento de blowout, de la cual se destacan dos grandes grupos; bajo el mando de gerencia y causas bajo el control de subordinados. Algunas causas con las siguientes.¹⁰²

2.4.2.1 Fluido de perforación inadecuado. Esta es una de las principales causas por la que se produce un evento de influjo, debido a que se prepara el lodo con un peso insuficiente para controlar el pozo, es decir que el fluido de perforación no sea lo suficiente para contener la presión de la formación. Puede ocurrir por adicionar demasiada agua al sistema, por no realizar bien los cálculos, el lodo se puede tornar muy ligero por estar diluido con gas, o en ocasiones si usa un lodo con baja densidad para perforar con tasas de penetración más altas y tener bajos costos.

2.4.2.2 Pérdidas de circulación. Cuando ocurre un influjo por pérdida de circulación es debido a que una formación muy permeable se lleva gran parte de lodo de perforación, es decir que bajan los niveles de fluido y a su vez la presión hidrostática, mientras que otra formación que podría encontrarse presurizada permita el flujo de esta misma y genere un influjo, es decir una zona que recibe la pérdida de circulación y otra que genera el influjo. La pérdida de circulación puede ser causada por un lodo muy pesado, exceso de presión de surgencia, perforar dentro de formaciones agotas o exceso de fricción anular.

2.4.2.3 Equipos de bombeo de lodo inadecuados. Es de gran importancia tener el equipo de bombeo con la capacidad necesaria para enfrentar una emergencia, ya que a partir de las bombas se puede enviar el fluido de perforación para así controlar el influjo. Es indispensable tener el equipo de bombeo en su mejor estado para que el ingeniero en un caso de emergencia pueda aumentar a presión o la velocidad de circulación del lodo de perforación ya que es la primera barrera para contener un influjo.

2.4.2.4 Falta de comunicación entre el mando gerencial y los subordinados. Es vital que exista una comunicación entre la persona que se encuentra a cargo y los subordinados, ya que a partir de dicha comunicación todos se encuentran informados del estado del pozo sobre todo cuando ocurre un cambio de turno, también para saber cómo se encuentran las actividades, etapa que se está perforando, inconvenientes ocurridos, entre otros.

2.4.2.5 Capacitaciones en programas de simulacros. Es una de las causas en la que existe la delgada línea entre un amago (influjo o patada) o un blowout, ya que depende del tiempo de reacción del personal para atender un influjo, por lo tanto,

¹⁰²Instituto Técnico del Petróleo. Training School, Manual de Instrucción. Drilling. Victoria. Universidad de Houston.

es indispensable que el personal se encuentre capacitado, es decir que cada persona sepa cuál es su función cuando ocurra un evento de influjo.

2.4.2.6 Introducción y Extracción de la tubería muy rápido. Sacar y meter la tubería demasiado rápido sin esperar que el lodo de perforación esté en buenas condiciones, es decir que pueda estar estable para no afectar la presión hidrostática bien sea cuando se baja tubería y de esta forma se presione el pozo o cuando se saque la tubería y genere un efecto de succión.¹⁰³

2.4.3 Indicadores que presentan los influjos. Los indicadores muestran anomalías en las operaciones, cuando estas tienen lecturas elevadas o muy bajas.

2.4.3.1 Aumento en ROP (Rate of Perforation) o Tasa de Penetración. Este parámetro es uno de los mejores indicadores para saber si puede llegar a ocurrir un influjo debido a que si la ROP cambia abruptamente puede indicar que se está perforando una formación diferente, y posiblemente es porque la formación tiene una permeabilidad y porosidad diferente, como puede ocurrir cuando se está en la transición de lutita a la arena.

2.4.3.2 Incremento en los niveles de los tanques. Cuando se muestra un aumento en los volúmenes de los tanques puede indicar que se está tratando el lodo o que un influjo está ocurriendo, por esta razón es importante que el ingeniero de lodos y la cuadrilla estén en constante comunicación para entender el estado del pozo y como tratarlo, y así evitar pánico en caso de que no esté sucediendo un evento de surgencia.

2.4.3.3 Cambio de peso de la sarta. Esto ocurre debido a que el influjo aligera la columna de fluido, el influjo genera un efecto de flotación, es decir que lodo más pesado tiene mayor efecto de flotación que un lodo ligero, entonces si se disminuye el peso de la columna debido al influjo la tubería pesará más.

2.4.3.4 Flujo de lodo con las bombas paradas. Comúnmente cuando se está bombeando el lodo al pozo y se deja de bombear, puede tardar unos segundos en parar la circulación. No obstante, si se las bombas están detenidas y continua el flujo, es un buen indicador que está ocurriendo un influjo. Sin embargo, se puede discriminar si el lodo en el pozo se está balanceando o si es un influjo, por lo general el influjo hace aumentar la velocidad en la que fluye, pero el desbalance por lodo es que se está equilibrando a la presión hidrostática, lo que muestra un flujo con velocidad baja.

¹⁰³VELASCO, GABINO. Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon. (2010) Consultado el 18 de junio de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre2010/pdf/36-47sp.pdf>

2.4.3.5 Cambio de las propiedades del fluido de perforación. El ingeniero de lodos prepara el fluido de perforación con ciertas condiciones y parámetros para evitar una serie de inconvenientes si no se prepara el lodo correctamente, cuando un influjo ocurre es porque el fluido con el que viene bien sea gas, agua o petróleo pueden intervenir en las propiedades del lodo cambiándolas lo que puede conllevar a problemas más adelante, normalmente los influjos tienen aligerar el fluido de perforación o en caso del agua si se tiene un lodo pesado y se diluye bajara la densidad del lodo.

2.4.3.6 Cambio en el tamaño de los recortes. Si se observa que los recortes que llegan son más grandes y su forma es diferente o tienen una apariencia alargada o en punta, es un indicador de puede ocurrir un influjo.

2.4.3.7 Aumento en los cloruros. Un incremento en los iones de cloruro es un indicador válido de presión, es difícil definir a partir de un solo aumento de los iones cloruro en el lodo, pero si se tiene un registro de las muestras de lodo, es un indicador válido.

2.5 REVENTÓN (Blowout)

Es el suceso que es ocasionado posteriormente a un evento de influjo, es decir a un desbalance de la columna hidrostática y los fluidos de yacimiento como agua, gas y petróleo ingresan de forma abrupta al pozo hasta llegar a superficie.

2.6 MÉTODOS PARA CONTROLAR EL POZO

El control de pozo consiste en soportar la presión que posee la formación mediante la columna hidrostática del fluido. Existen diversos métodos para controlar un evento de influjo, se puede dar por la circulación del sistema de fluido, la diferencia entre una técnica otra consta en si se aumenta o no el peso del fluido de control o si se circula.¹⁰⁴

En el caso del pozo Macondo, el tiempo de reacción para realizar trabajos de control de pozo fue muy corto, no se interpretaron los indicadores de influjos como presión de drill pipe y flujo cuando las bombas se encontraban detenidas. es importante presentar los métodos de control de pozo, ya que a partir esto se hubiera podido evitar este accidente.

¹⁰⁴WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición

2.6.1 Método del perforador. En este método se realizan circulaciones para eliminar el influjo, por lo general el método del perforador se usa cuando se genera un influjo debido a que se realizan maniobras y se saca la herramienta, también es importante saber que este método puede llegar a generar altas presiones anulares.¹⁰⁵

Sin embargo, en comparación con otros métodos de control de pozo, el método del perforador no requiere tener preparado el fluido de control o en caso de no tener material o aditivos densificantes, por otra parte, cuando se tiene influjos por gas las velocidades de migración son elevadas, es decir que se pueden presentar fallos en el cierre, el método del perforador no es común usarlo cuando se tienen pérdidas de circulación o se espera tener presencia de influjos.¹⁰⁶

Este método implica realizar dos circulaciones la primera permitirá expulsar el influjo, mientras que la segunda se hace con el fin de estabilizar el pozo y retomar la presión hidrostática.

Pasos para el método del perforador:

- Cerrar el pozo en presencia de influjo.
- Mantener la presión la tubería estable bajando el ritmo de la bomba bajo.
- Lentamente elevar la velocidad de la bomba y mantener la presión de la tubería constante.
- Circular el influjo a fuera.
- Preparar Fluido de control con material densificante.
- Circular por segunda vez con el nuevo fluido denso con el fin estabilizar la presión hidrostática.
- Cerrar el pozo para verificar que se encuentra en control.¹⁰⁷

Ventajas:

- Requiere menor número de cálculos
- No requiere de aumentar la densidad del lodo, solo después de circular el influjo.
- El tiempo para iniciar la circulación es mínimo

Desventajas:

- En comparación con métodos como el de esperar y densificar, para lograr equilibrar la presión de formación necesita más presión.
- Es necesario dos circulaciones.¹⁰⁸

¹⁰⁵GARCIA, Jhon. Manual Básico de Control de Pozo Petrolero. Consultado el 18 de junio de 2018. [en línea] Disponible en: https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual_control_de_pozo/123

¹⁰⁶Ibid.

¹⁰⁷ WILD WELL CONTROL. Método de Control de Pozos

¹⁰⁸ Ibid.

2.6.2 Método de densificar y esperar. Para este método solo se requiere de una circulación, el lodo de control con el material densificante es bombeado simultáneamente cuando se procede a circular el influjo.¹⁰⁹

Pasos para el método de esperar y densificar:

- Cerrar el pozo en presencia de influjo.
- Registrar la presión de cierre estables para tubería y revestimiento.
- Preparar el fluido de control en los tanques y realizar cálculos de nuevo peso de lodo
- Circular el fluido cuando ya se tiene el lodo preparado.
- Monitorear la presión conforme se va circulando el influjo y mantener presiones acordes a los cálculos y la gráfica que se debe realizar es de emboladas vs presión para identificar la presión adecuada
- En caso de que el fluido de control ha llegado a la broca se debe mantener la presión de tubería hasta que llegue el fluido a superficie
- Cuando el lodo o gas se va para el estrangulados requiere de estabilizar las presiones de tubería, hacer esto hasta que la presión es te estable hasta garantizar que el pozo está en control.¹¹⁰

Ventajas:

La probabilidad de circular pérdidas es mínima si el peso del lodo es el correcto

- Se controla con una circulación
- Los cálculos para ajustar las presiones de fondo no requieren de gran complejidad
- Las presiones para el revestimiento son menores

Desventajas:

- El influjo no se circula inmediatamente y requiere un tiempo prudente para llevarlo a superficie.

2.6.3 Método concurrente. Este método no es muy frecuente para usar debido a la complejidad, consta de dos tipos de fluido para controlar el pozo por lo tanto es difícil calcular la presión de fondo, la ventana más importante es que se puede dar inicio al método tan pronto se registra la anomalía, para realizar los cálculos para este método presenta otra complicación y es debido a que requiere de hacer algunos cálculos sobre la ejecución del método de control a diferencia de los otros métodos que permiten realizar los cálculos al inicio.¹¹¹

¹⁰⁹ Ibid.

¹¹⁰ Ibid.

¹¹¹WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición.

Cuando se tiene un influjo de gas, puede dar origen a altas presiones en fondo y migrar hasta superficie. Para mitigar el influjo es necesario permitir que se expanda de forma controlada, esto se hace mediante el método concurrente o volumétrico, que consta de mantener la presión de fondo por encima de la presión de formación y se permite la expansión del gas.¹¹²

En términos generales lo que se hace en el método es circular el influjo mientras se adiciona paulatinamente agente densificante al lodo de control, a su vez requiere de tener condiciones constantes, es decir presión y caudal, conforme se va circulando el influjo se va aumentando la densidad del fluido, se realiza en mismo proceso, aumentando progresivamente la densidad del fluido y se toma registro, este método requiere de varias circulaciones.¹¹³

Pasos para el método concurrente:

- Cerrar el pozo en presencia de influjo.
- Mantener la presión la tubería y caudal constante.
- Circular el influjo a fuera mientras se adiciona densificante al lodo.
- seguir circulando y aumentar progresivamente el peso del lodo
- Realizar varias circulaciones hasta cerciorarse que el pozo está bajo control.

Ventajas:

- Se puede cambiar a método de esperar y densificar.
- Es posible mantener las condiciones tixotrópicas del fluido
- Bajo tiempo de circulación
- En tal caso de necesitar un aumento significativo del lodo

Desventajas:

- Requiere de varias circulaciones
- los cálculos son complicados para revisar y mantener la presión de fondo con respecto a otros métodos ¹¹⁴

2.6.4 Integridad de pozo. Aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas orientadas a reducir el riesgo de descargas no controladas de fluidos de reservorio a lo largo de la vida del pozo.¹¹⁵ La industria petrolera es una de las industrias con mayor riesgo, tanto para el personal que se encuentra en trabajando, como el medio ambiente donde se realizan la explotación. Por lo anterior es fundamental establecer algunos parámetros que afecten la integridad de pozo y

¹¹² Ibid.

¹¹³ Ibid.

¹¹⁴ WILD WELL CONTROL. Método de Control de Pozos. Consultado el 8 de julio de 2018. [en línea] Disponible: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/well-control-methods-esp.pdf>

¹¹⁵Norsok Standard, Well integrity in drilling and well operations. (2004)

definir soluciones con el fin de disminuir el riesgo de un derrame de fluidos del yacimiento durante la vida del pozo.

El concepto de integridad hace referencia a la capacidad de operar en condiciones donde el riesgo sea mínimo sin que se presenten daños al medio ambiente, personal, o pérdidas económicas o activos de la empresa.¹¹⁶

2.7 DEFINICIÓN DE ACCIDENTE

Un accidente es un suceso que ocurre de forma no planeada que altera la marcha normal de las operaciones, causando daños a una persona, bien o reputación de las compañías. En la Industria de hidrocarburos, al suceder, sus daños son irreversibles al medio donde ocurre el accidente, por lo general esto ocurre en el transporte del crudo en buques, donde el estudio topográfico de la ruta no fue detallado o no se siguieron las recomendaciones y/o protocolo establecido.¹¹⁷

A su vez el estado colombiano define un accidente como “Suceso eventual, inesperado, que causa lesión a personas, daños materiales o pérdidas de producción”.¹¹⁸

2.7.1 Tipos de accidentes. En la industria de hidrocarburos se pueden clasificar los accidentes por el lugar o localización donde estos ocurren.

2.7.2 Accidentes Onshore. Estos se dan en locaciones terrestres. Entre los de mayor gravedad se tienen reventones en las operaciones de perforación, y la ruptura y explosión de oleoductos o gasoductos en la sección de transporte de hidrocarburos.

2.7.3 Accidentes offshore. Estos se dan en locaciones costa afuera, estas operaciones tienen mayor complejidad en comparación con las onshore, puesto que los equipos que se requieren en la mayoría de los casos son de capacidades superiores en cuanto al mantenimiento de presiones e integridad de pozo, se cuenta

¹¹⁶ Ibid.

¹¹⁷ LEÓN, Katherine. Tecnología de los hidrocarburos. Accidentes en la industria de los hidrocarburos. Universidad Nacional del Callao (2014) Perú. Consultado el 8 de julio de 2018. [en línea] Disponible en:

https://www.academia.edu/9801387/ACCIDENTES_EN_LA_INDUSTRIA_DE_LOS_HIDROCARBUROS_2

¹¹⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto supremo No. 032-2002-3EM. Consultado el 18 de junio de 2018. [en línea] Disponible en:

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20032-2002-EM.pdf

con un espacio reducido y la plataforma donde se esté operando tiene mayores riesgos a sufrir accidentes de tipos ambientales o movimientos severos por las mareas.¹¹⁹ Se mencionan algunos de los accidentes más importantes offshore en el **Cuadro 7** ocurridos durante los últimos 38 años.

Cuadro 7. Recopilación de accidentes más relevantes offshore ocurridos durante los últimos 38 años

Fecha	Nombre	Lugar	Evento	Consecuencia
27/05/1980	ALEXANDER L. KIELLAND DRILLING RIG	Costa afuera Escocia	Problemas climáticos por fuertes oleajes. Se golpeó uno de los soportes de la plataforma, inclinándola 30° y rompiendo la tensión de los cables. Inadecuada soldadura en la estructura.	Hundimiento de la plataforma semi-sumergible. 123 muertes
15/25/1982	OCEAN RANGER OIL RIG	Océano atlántico norte, costa afuera de Canadá	Problemas climáticos por tormentas y pérdida de flotabilidad.	Plataforma semi-sumergible 84 muertes
25/10/1983	GLOMAR JAVA SEA DRILLSHIP	Mar del Sur de China	Problemas climáticos por tormentas.	81 muertes

¹¹⁹ OFFSHORE TECHNOLOGY. The world's worst offshore oil rig disasters. (2014) [en línea] Disponible en: <https://www.offshore-technology.com/features/feature-the-worlds-deadliest-offshore-oil-rig-disasters-4149812/>

Cuadro 7 (Continuación)

Fecha	Nombre	Lugar	Evento	Consecuencia
16/08/1984	ENCHOVA CENTRAL PLATFORM	Cuenca de Campos, Brasil	Reventón y explosión causando un incendio en la plataforma.	36 muertes por fallas logísticas
06/07/1988	PLATAFORMA A PIPER ALPHA	Costa del Reino Unido. Mar del Norte	Error en la comunicación. Extracción de una válvula de seguridad en una bomba de gas. Funcionamiento de la bomba por fuera de los límites de operación.	Filtración de gas y fuego masivo. Pérdida total de la plataforma. 167 muertes Tiempo de contingencia: 3 semanas 61 sobrevivientes
03/11/1989	SEACREST DRILLSHIP	Mar del Sur de China	Problemas climáticos por fuertes oleajes y vientos.	Volcamiento del barco. 91 muertes

Fuente: Los 10 mayores accidentes catastróficos de la industria petrolera offshore. Consultado el 18 de julio de 2018. [en línea]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2017/10/los-10-mayores-accidentes-catastroficos.html>

Los accidentes offshore son más susceptibles a derramar mayor cantidad de hidrocarburos, ya que, al ser locaciones alejadas, el tiempo de respuesta ante una emergencia es mayor. En el **Cuadro 8** se menciona la cantidad de petróleo derramado para ciertos accidentes offshore.

Cuadro 8. Recopilación de accidentes offshore según la cantidad de hidrocarburo derramado

LUGAR	NOMBRE	CANTIDAD DE PETRÓLEO DERRAMADO
Golfo de México	Ixtoc	140 millones de galones

Cuadro 8 (Continuación)

LUGAR	NOMBRE	CANTIDAD DE PETRÓLEO DERRAMADO
Golfo de México	Deepwater Horizon	73 - 126 millones de galones
España	Amoco Cadiz	68 millones de galones
Inglaterra	Torrey Canyon	31 millones de galones
Alaska	Exxon Valdez	11 millones de galones

Fuente: Top 5: Peores derrames de petróleo en la historia. Consultado el 28 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <https://ecoosfera.com/2010/06/top-5-peores-derrames-de-petroleo-en-la-historia/>

En cuanto al costo de la limpieza para los derrames y accidentes en la industria, los de tipo offshore encabezan la lista, puesto que el daño ambiental es mucho mayor por la contaminación que genera al océano y toda su diversidad de flora y fauna. En el **Cuadro 9** se menciona el costo de limpieza para ciertos accidentes offshore.

Cuadro 9. Recopilación de accidentes offshore según los costos de limpieza

LUGAR	NOMBRE	Costos de Limpieza
Golfo de México	Deepwater Horizon	12000 millones de dólares
Alaska	Exxon Valdez	6000 millones de dólares
España	Amoco Cadiz	3000 millones de dólares
Golfo de México	Ixtoc	1300 millones de dólares
Alemania	Argo Merchant	19 millones de dólares

Fuente: Top 5: Peores derrames de petróleo en la historia. Consultado el 28 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: https://ecoosfera.com/2010/06/top-5-peores-derrames-de-petroleo-en-la-historia

2.8 MARCO LEGAL NACIONAL E INTERNACIONAL PARA ACCIDENTES COSTA AFUERA

En esta parte del trabajo se presentarán las normas inherentes a la perforación offshore, algunas de estas y tratados internacionales, que para el caso colombiano

se han tenido en cuenta ya que son estándares de organizaciones especializadas en el aspecto de generar normas para integridad de pozo.

2.8.1 Regulación En Operaciones Offshore Internacional. Es necesario conocer las normas técnicas y reglamentación de forma internacional offshore, debido a que Colombia hasta ahora está introduciéndose a este tipo de perforación resultado del progreso de la industria de hidrocarburos en el país. En el siguiente **Cuadro 10**, se describen algunas de estas normas.

Cuadro 10. Normas internacionales para la perforación offshore

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
2017	International Organization for Standardization	Integridad de pozo en la industria de petróleo y gas natural (ISO 16530-1)	Son las normas que establece la organización ISO (International Standardization Organization) que es una entidad de generar estándar y para el caso son sobre integridad de pozo, se tienen en el trabajo debido a que son una base importante para presentar recomendaciones para tener una buena integridad de pozo.
2010	Oil& Gas UK ¹²⁰	Guía de integridad en el ciclo de vida de un pozo (OP 095 Oil&Gas uk)	Al igual que la normas Norsok de Noruega, el Reino Unido tiene su estándar sobre la integridad de pozo en cada una de las etapas del pozo, la finalidad de estas normas es que sean usadas para garantizar que todos los procesos durante la construcción y desarrollo de un pozo petrolero se realicen de forma eficiente sin tener inconvenientes de integridad de pozo evitando accidentes como lo sucedido en el Golfo de México en la plataforma Deepwater Horizon.

¹²⁰OIL & GAS UK. Guidelines for the Management of Competence and Training in Emergency Response for Offshore Installations. Consultado el 28 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <https://oilandgasuk.co.uk/product/guidelines-for-the-management-of-competence-and-training-in-emergency-response-for-offshore-installations/>

Cuadro 10 (Continuación)

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
2006	API (American Petroleum Institute)	Gestión de la presión del casing anular para pozos offshore (API RP 90)	Recomendaciones para la administración de las presiones en el casing en pozos costa afuera, con el fin de prevenir incidentes a causa de un fallo en la integridad de esta barrera. ¹²¹
2004	NORSOK STANDARD	D-010	La industria petrolera en Noruega apoyada por Norwegian Oil and Gas Association y la Federation of Norwegian Industries, desarrollo una iniciativa llamada NORSOK. Estos son emitidos por la Standards Norway, con el fin de aumentar la competitividad, reduciendo costos y tiempos de espera. La finalidad de las normas NORSOK es contribuir a alcanzar los objetivos de los estándares, una de las formas será mediante la sustitución de las especificaciones individuales de las compañías petroleras y otras directrices y documentos de la industria por unas conjuntas, obteniendo unos estándares unificados que consigan el desarrollo presente y futuro de la industria de petróleo.
2004	API (American Petroleum Institute)	Prácticas recomendada para el desarrollo de un programa de gestión de seguridad y medio ambiente para operaciones e instalaciones costa afuera (API RP 75)	Este documento hecho por el Instituto Americano del Petróleo (API) tiene como objetivo ser una Ayuda para el desarrollo de gestión de seguridad y protección del medio ambiente durante la vida del pozo en operaciones de construcción, producción, etc. Es decir que la API RP 75 se encontrarán recomendaciones en el aspecto de seguridad y gestión para proteger el medio ambiente en costa afuera. ¹²²

¹²¹ STANDARS STORE. ASME. API RP 90. Primera Edición. (2006). Consultado el 28 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en:

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2090&item_s_key=00483765

¹²² STANDARS STORE, API RP 75. [en línea] Consultado el 28 de agosto de 2018 (2004) Disponible en:

Cuadro 10 (Continuación)

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
1989	Ministerio de Justicia, el congreso	Ley 55 de 1989	“Convenio internacional sobre responsabilidad civil por daño causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos” de 1969 y el protocolo 1976. Se debe cumplir a cabalidad con lo estimado en el convenio con el fin de garantizar el buen estado de las aguas de altamar. ¹²³
1983	Programa de las naciones unidas: convenio de Cartagena	Convenio para la protección y el desarrollo del medio marino en la región del gran caribe	Resguardar y proteger la región del Caribe, dado la importancia de los sucesos como lo es la explosión de la plataforma Deepwater Horizon, fue necesario desarrollar un documento para identificar responsabilidades y garantizar que se compense a las víctimas por los daños causados en el caribe, el documento contempla contaminación por vertimientos, derrames por buques, fuentes terrestres, contaminación transmitida por la atmósfera. ¹²⁴

Fuente: Elaboración propia.

2.8.2 Regulación En Operaciones Offshore En Colombia. El manejo de políticas para el sector de hidrocarburos de da en tres principales entidades, el Ministerio de Minas y Energía, con la adopción de la política nacional, la ANH con la administración y promoción de los recursos hidrocarburos y Ecopetrol con la exploración, producción, refinación, transporte y comercialización.

Estas entidades, que principalmente regulan las operaciones offshore, además de autorizar, permitir y otorgar las licencias ambientales, tienen el reto de trabajar para

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2075&item_s_key=00150438
¹²³ SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN NORMATIVA. Ley 55 de 1989. Convenio internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos. Consultado el 28 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1608573>

¹²⁴ PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE. Convenio para la protección y el desarrollo del medio marino en la región del gran caribe. Cartagena, Colombia. (1983). Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <http://cep.unep.org/cartagena-convention/el-texto-del-convenio-de-cartagena>

evitar los riesgos para las personas que se encuentran en el sitio, así como propender la seguridad del medio ambiente marino.

2.8.2.1 ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. Esta entidad, concede la licencia ambiental para proyectos, obras o actividades relacionadas en el sector de hidrocarburos. Esto se realiza para trabajos de exploración sísmica que demande la construcción de vías terrestres y para áreas marinas cuya profundidad sea inferior a 200m en offshore.

Son necesarias las licencias ambientales para proyectos de exploración fuera de los campos de producción enmarcados en el área de interés de la empresa solicitante, cuando se requiere la construcción de instalaciones como ductos o almacenamiento interno de hidrocarburos, para su transporte fuera de los campos de explotación mediante líneas de conducción iguales o superiores a 6 in, en la infraestructura de almacenamiento relacionada al transporte como terminales de entrega o estaciones de transferencia de hidrocarburos y por último, para la construcción de refinerías y desarrollos petroquímicos.

Los procedimientos que se deben realizar al iniciar actividades de explotación son: informar la fecha de inicio de las actividades de construcción con seguimientos de 1 o 2 veces al año, hacer un seguimiento anual para las actividades de explotación, realizar el informe de cumplimiento ambiental ICA anualmente, y terminar seguimiento de actividades cuando se dé el cierre y abandono del pozo.

En el **Cuadro 11** se presentan aquellas normas colombianas para la explotación de hidrocarburos costa afuera, basándose en las normas internacionales con su respectivo año de expedición.

Cuadro 11. Normas colombianas para la perforación offshore

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
2017	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Resolución 40687	Esta resolución habla sobre todos los criterios técnicos para los proyectos de perforación de hidrocarburos en costa afuera, en la resolución adoptan medidas y normas técnicas de API, NORSOK Standards para la integridad de pozo y procesos que se realicen offshore. ¹²⁵

¹²⁵MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 40687. (2017). [en línea] Disponible en: <http://www.andi.com.co/Uploads/Resoluci%C3%B3n%204%200687%20de%202017.pdf>

Cuadro 11 (Continuación)

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
2015	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Resolución 40048	Es la modificación de la resolución 181495 de 2009, establece medidas para la exploración y explotación de los hidrocarburos para yacimientos convencionales continental y costa afuera, incluyendo informes de taponamiento y abandono, pruebas y registros eléctricos y conceptos básicos. Se ven modificados los artículos 6,13,26,27,30,32,41,43 y 60. ¹²⁶
2014	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	Decreto 1616	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera. ¹²⁷
2014	MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO	Decreto 2682	El tema de las zonas francas costa afuera son abordadas por este decreto, que dice "Por el cual se establecen condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes Costa Afuera", este decreto se realizó con el fin de promover las inversiones. ¹²⁸

¹²⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 40048. (2015). [en línea] Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/36246-Resolucion-40048-16En2015.pdf>

¹²⁷ ANH. Actualidad en regulación de Offshore y yacimientos no convencionales. Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: http://www.colabogadosminpetrol.com/index.php?option=com_phocadownload&view=category&download=37:actualidad-en-regulacion-de-offshore-y-yacimientos-no-convencionales-carlos-mantilla-mccormick&id=2:terturlias&Itemid=301&start=20.

¹²⁸ MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO. Decreto 2682 (2014). Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2014/Decretos2014/DECRETO%202682%20DEL%2023%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202014.pdf>

Cuadro 11 (Continuación)

Año	Entidad Reguladora	Norma	Descripción
2009	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	Resolución 181495	Establecen medidas en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta resolución hace mención de todas aquellas prácticas durante la vida del pozo y como se debe proceder en cada una de las etapas. La resolución es impartida por el Ministerio de Minas y Energías, con el fin de “Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”. ¹²⁹
2002	El presidente	Decreto supremo 032-2002-EM	El Decreto incluye las definiciones con el propósito de entender conceptos técnicos y contiene las normas para la industria de hidrocarburo.

Fuente: Elaboración Propia basado en MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO.

¹²⁹MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 181495. Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/674559/PUBLICACION+REGLAMENTACION+OPERACIONES+COSTA+AFUERA+%40%2011-02-2016.pdf/bbd144c1-878e-4235-89a0-2376c9053423>

3. DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DEL CASO DE ESTUDIO MACONDO

En este capítulo se presenta el accidente ocurrido en el pozo Macondo, especificando las etapas del proyecto, desde su planteamiento, causas y riesgos presentes junto con el sistema de control para un evitar un posible reventón.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ACCIDENTE OCURRIDO EN MACONDO

El accidente en Macondo fue causado por una serie de eventos, en esta parte del trabajo se realizó una revisión bibliográfica de informes, reportes y documentos que analizan y describen lo sucedido desde la planeación del pozo y como transcurrió el accidente.

3.1.1 Plan de pozo. El principal objetivo del proyecto Macondo era realizar un pozo exploratorio que, en caso de encontrarse la suficiente cantidad de hidrocarburo, se completaría para ser un pozo productor. A continuación, se presentará el diseño de pozo inicial.¹³⁰

Para perforar el pozo macondo habían planeado una profundidad total de 19.650 ft con el fin de evaluar las formaciones del mioceno tardío. A su vez el plan de perforación tenía programado el uso de 8 segmentos de tubería con diferente diámetro, pero debido a inconvenientes durante la perforación, la profundidad fue de 18.360 ft con 9 segmentos de tubería. Dadas las nuevas circunstancias, en la profundidad de 17.168 ft usaron un liner de 9 $\frac{7}{8}$ in.¹³¹

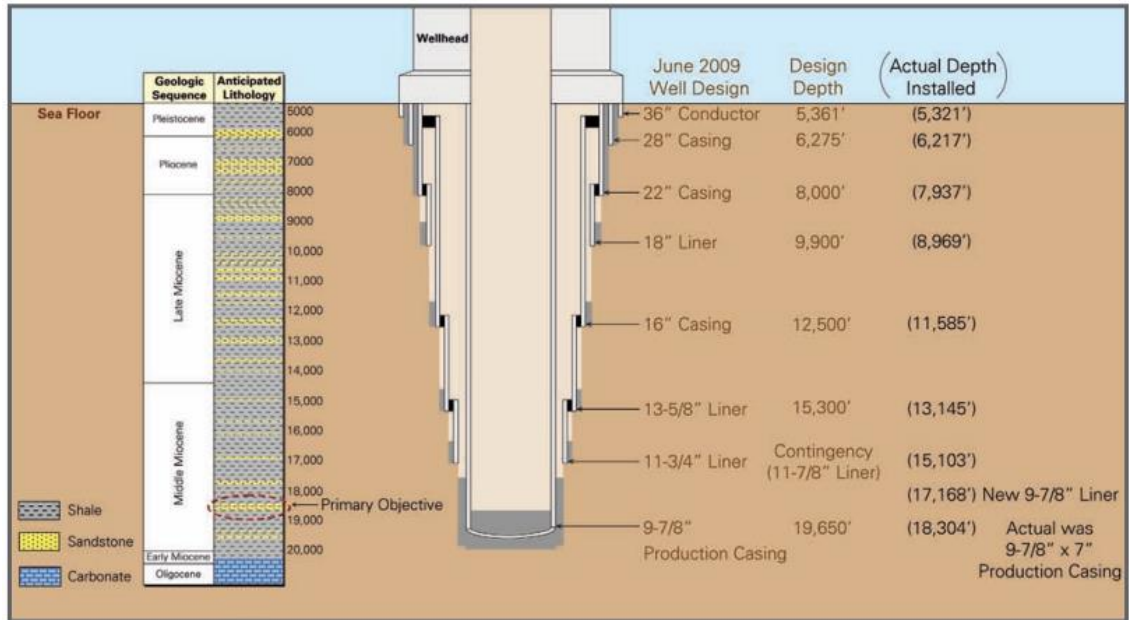
Para el plan de pozo, se iniciaría con un casing conductor de 36 in hasta 5.361 ft, luego con un casing 28 in hasta 6.275 ft de profundidad, y posteriormente usar un casing de 22 in hasta 8.000 ft.¹³²Las secciones antes mencionadas fueron cementadas completamente como se puede ver en la **Figura 20**.

¹³⁰ BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. [en línea] (2010) Disponible en: https://books.google.com.co/books?id=oJnW9R4m_3sC&pg=PA177&lpg=PA177&dq=FINDINGS+RELATING+TO+BOP+PERFORMANCE+PRIOR+TO+THE+ACCIDENT&source=bl&ots=nYqPYiCWrW&sig=WdNaWviAraA3pSZ0uu0R4HNo00k&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwi-iNKo39LdAhVJ7FMKHb2eBG0Q6AEwAHoECAMQAQ#v=onepage&q&f=true

¹³¹ Ibid.

¹³² Ibid.

Figura 20. Esquema del diseño de perforación del pozo Macondo



Fuente: Deepwater Horizon Accident Investigation Report. Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en:

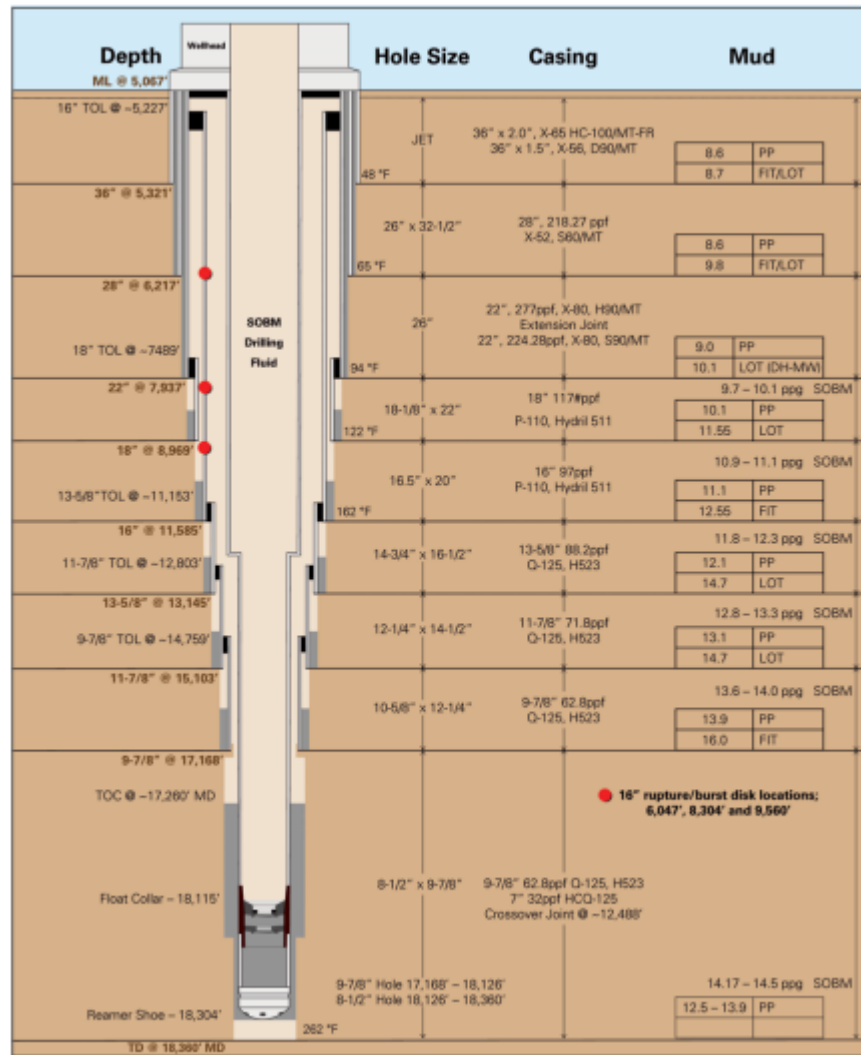
https://books.google.com.co/books?id=oJnW9R4m_3sC&pg=PA177&lpg=PA177&dq=FIN DINGS+RELATING+TO+BOP+PERFORMANCE+PRIOR+TO+THE+ACCIDENT&source=bl&ots=nYqPYiCWrw&sig=WdNaWviAraA3pSZ0uu0R4HNo00k&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwi-iNKo39LdAhVJ7FMKHb2eBG0Q6AEwAHoECAMQAQ#v=onepage&q&f=true

Sin embargo, debido a inconvenientes operativos a la profundidad de 13.250 ft, el programa de perforación cambio, es decir que paso de perforar de 15.300 ft a 13.145 ft, esto causado por una patada de pozo y se debió cerrar la válvula preventora anular inferior (BOP).

Debido al evento de control de pozo, se atascó la sarta de perforación y fue necesario su corte. Esto ocurre a 12.147 ft de profundidad, por lo anterior fue necesario abandonar esa parte y perforar con un ligero desvío para no chocar con las herramientas atascadas, dejando hasta 13.145 ft con tubería de 13 5/8 in.

A partir del suceso mencionado anteriormente, el plan de pozo cambio hasta llegar a la formación de interés. En la **Figura 21** se muestra el estado final de pozo con sus respectivas tuberías, y para cada fase perforada el tipo de fluido de perforación que se usó.

Figura 21. Esquema del diseño de perforación del pozo Macondo final



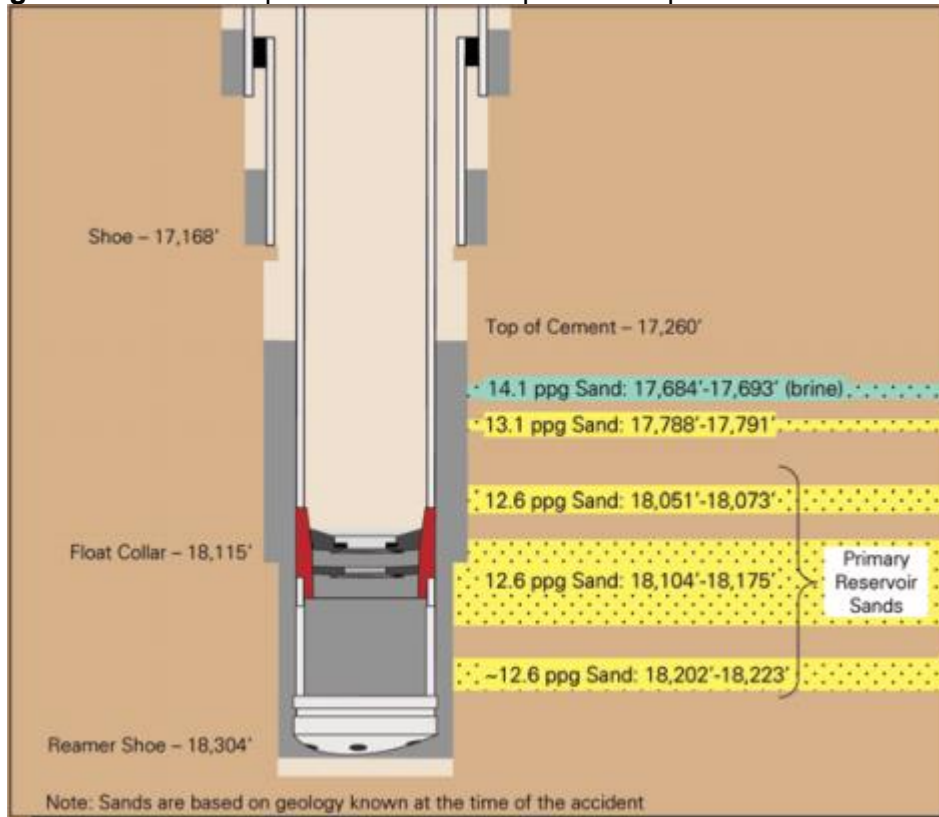
Fuente: NAP, The National Academies of Sciences, engineering, medicine. Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for improving Offshore Drilling Safety. (2012) [en línea] Consultado el 29 de agosto de 2018 Disponible en: <https://www.nap.edu/read/13273/chapter/5#20>

Finalmente, el pozo se terminó a una profundidad de 18.304 ft con un liner (tubería colgada de la anterior sección) colgado en 17.168 ft y un casing productor de 9 7/8 x 7 in.

Otro hecho importante a resaltar durante planeación del pozo Macondo, fue en la profundidad de 18.250ft con respecto a lo planeado originalmente que era 19.650 ft, se presentó un problema por pérdida de circulación resolviéndose con el uso de un aditivo y cambiando el peso de lodo de perforación de 14.3 a 14.1 lb/gal. Al llegar a la profundidad de interés, tardaron 5 días haciendo un registro para

determinar la viabilidad del pozo y definir si se justificaba invertir para convertir el pozo Macondo en un pozo productor. Según el informe de BP se tenían varios intervalos productores que a su vez variaron en presión de poro. En la siguiente **Figura 22** se presenta dichos intervalos con sus respectivas profundidades.

Figura 22. Intervalos productores con su presión de poro



Fuente: NAP, The National Academies of Sciences, engineering, medicine. Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for improving Offshore Drilling Safety. (2012) [en línea] Consultado el 29 de agosto de 2018. Disponible en: <https://www.nap.edu/read/13273/chapter/5#20>

3.1.2 Riesgos identificados y aceptados en el pozo Macondo. Debido a retrasos en los tiempos de operación, y teniendo en cuenta que el alquiler de los equipos diario era de \$500.000 US aproximadamente, las empresas involucradas deciden tomar los riesgos mostrados en el **Cuadro 12**, con el fin de acelerar la operación.

Cuadro 12. Riesgos identificados durante la operación de perforación

Operación	Riesgo	Mitigación
Cementación	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad de la espuma • Pequeños volúmenes susceptibles a contaminación 	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas exhaustivas del diseño de la mezcla • Ubicación precisa

Cuadro 12 (Continuación)

Operación	Riesgo	Mitigación
Diseño de la lechada de cemento	<ul style="list-style-type: none"> • El 50% de la calidad de la espuma no era estable en condiciones de superficie • El 18.5% de la calidad de la espuma a condiciones de fondo, no eran estables Calidad= Vol. Nitrógeno / (Nitrógeno + Vol. De mezcla base) • No se utilizaron aditivos para la pérdida de filtrado 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio en el diseño de la lechada del cemento
Pruebas de cementación	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas en laboratorio antes de la operación incompletas • El registro CBL no se corre para evaluar el trabajo por resultados en la prueba de presión negativa 	<ul style="list-style-type: none"> • Completar las pruebas de laboratorio, en superficie y en fondo para la lechada • Evaluar la cementación mediante el registro CBL para tomar medidas correctivas
Centralización de la tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Canalizaciones encima de las arenas conocidas 	<ul style="list-style-type: none"> • Centralizadores adicionales
Extracción de gas	<ul style="list-style-type: none"> • La línea de venteo del separador del gas iba al equipo 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de ubicación de la línea de venteo en sentido contrario al equipo

Fuente: DEEP WATER HORIZON. Lecciones aprendidas. Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en:
https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SPE/62ed2c02-db2c-43ab-9808-2b4fcd138d80/UploadedImages/Investigacion_Accidente_y_Lecciones_aprendidas.pdf

3.1.3 Serie de sucesos ocurridos en Macondo. El accidente ocurrido en Macondo fue una serie de eventos que desencadenó finalmente en un reventón, a continuación, se presentarán las actividades que realizaron con sus respectivas fechas en el **Cuadro 13**.

Cuadro 13. Cadena de sucesos en Macondo

Fecha	Evento
22/05/2018	Adquisición del permiso para perforar.

Cuadro 13 (Continuación)

Fecha	Evento
06/10/2009	Uso de Spudmud en el pozo Macondo con ayuda de una unidad marina de la empresa Transocean. El Spud mud es un tipo de lodo que se usa en la primera zona, es un lodo base agua con un alto contenido de bentonita.
27/11/2009	Evacuación de la unidad marianas de la empresa Transocean debido al Huracán Ida.
06/02/2010	Las actividades de perforación fueron retomadas.
08/03/2010	Evento de Stuck pipe a 13.305 ft, es decir que se generó un atascamiento en la tubería por el sistema de fluido de perforación no logró llevar a superficie los recortes.
12/03/2010	Se decide cambiar el casing de producción a 9 7/8 in x 7 in, los cambios fueron aprobados por MMS (Minerals Management Service)
06/04/2010	Se realizó un stripping ¹³³ con ayuda de la BOP anular superior en la profundidad de 17.146 ft a 14.937 ft, a su vez tenían problemas con pérdida de circulación.
09/04/2010	La profundidad total alcanzada fue 18.360 ft, recolectaron datos por 5 días.
14/04/2010	Lograron atravesar una arena con hidrocarburo, tenía una presión aproximada de 11.850 psi. A su vez la empresa Halliburton analizó el uso del casing productor de 9 7/8 in x 7 in mediante el software OptiCem.
15/04/2010	Con el software OptiCem sugirieron usar para la cementación 21 centralizadores, por lo tanto, hicieron una orden de 15 centralizadores adicionales.
16/04/2010	se presentaron problemas de integridad mecánica con respecto a los centralizadores (bowspring centralizers), por lo tanto, desistieron del uso de ellos.

¹³³Stripping well control method. Petroblogger. [en línea] (2013) Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/stripping-well-controll-method/>

Cuadro 13 (Continuación)

FECHA	EVENTO
18/04/2010	Realizaron pruebas de laboratorio y como resultado decidieron usar 7 centralizadores (inline centralizers).
19/04/2010	Se corrió el casing de producción final hasta 18.304 ft, el trabajo duro 37 horas, por otra parte, realizaron nueve intentos para estabilizar la circulación hasta llevarla a 3.142 psi, con una presión de circulación de 340 psi mientras que el modelo sugiere 570 psi.
20/04/2010:(19:30)	Después de bajar el casing de producción, inició trabajo de cementación, logrando obtener retorno de fluido en superficie, también observó la ruptura bottom plug, se rompió a una presión de 2.900 psi que fue más de lo planeado.
20/04/2010:(00:40)	Se extraen 5 bbl de fluido para disminuir la presión del drill pipe de 1.150 psi a 0 psi.
20/04/2010:(07:00)	Instalaron un Drill-Quipseal en el Wellhead, Realizaron dos pruebas en el Wellhead.
20/04/2010:(07:30)	El personal a cargo de la operación discute la corrida del registro eléctrico CBL (cement bond log)
20/04/2010:(10:55)	Corrida exitosa de la prueba de presión positiva en el casing productor.
20/04/2010:(16:59)	La presión del drill pipe incremento de 273 psi a 1.250 psi en un tiempo aproximado de 6 minutos.
20/04/2010:(19:55)	El personal a cargo discute la anomalía, y proceden con una prueba de integridad de pozo, realizaron una prueba de presión negativa, los resultados que obtuvieron no indicaron inconvenientes en la integridad.
20/04/2010:(20:00)	La BOP (internal blowout preventer) y el anular se abrieron y bombeo agua de mar por el drill pipe para desplazar el lodo y espaciador.
20/04/2010:(20:52)	El pozo se encontró en estado bajo balance y empezó a fluir.

Cuadro 13 (Continuación)

FECHA	EVENTO
20/04/2010:(21:01)	Presión del drill pipe incremento de 1.250 psi a 1.350 psi con bombeo constante.
20/04/2010:(21:08)	La presión del drill pipe incremento de 1.017 psi a 1.263 psi en 5 minutos y medio con las bombas apagadas
20/04/2010:(21:45)	el personal reporta que el pozo está fuera de control y que los fluidos salieron abruptamente del pozo.
20/04/2010:(21:49)	Los equipos perdieron energía, y se presenta la primera explosión después de pasar 5 segundos, luego de pasar 10 segundos se presenta la segunda explosión.
22/04/2010:(10:22)	La plataforma semi sumergible Deepwater Horizon se hunde.
05/05/2010	Se realizaron 17 intentos para cerrar el pozo.
15/09/2010	Instalación de un tapón temporal.
17/09/2010	Tapón final.

Fuente: BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. (2010) [en línea] Consultado el 29 de agosto de 2018. Disponible en:

[https://books.google.com.co/books?id=oJnW9R4m_3sC&pg=PA177&lpg=PA177&dq=FIN DINGS+RELATING+TO+BOP+PERFORMANCE+PRIOR+TO+THE+ACCIDENT&source=bl&ots=nYqPYiCWrW&sig=WdNaWviAraA3pSZ0uu0R4HNo00k&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwi-iNko39LdAhVJ7FMKHb2eBG0Q6AEwAHoECAMQAQ#v=onepage&q&f=true](https://books.google.com.co/books?id=oJnW9R4m_3sC&pg=PA177&lpg=PA177&dq=FIN+DINGS+RELATING+TO+BOP+PERFORMANCE+PRIOR+TO+THE+ACCIDENT&source=bl&ots=nYqPYiCWrW&sig=WdNaWviAraA3pSZ0uu0R4HNo00k&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwi-iNko39LdAhVJ7FMKHb2eBG0Q6AEwAHoECAMQAQ#v=onepage&q&f=true)

El accidente del pozo Macondo se produjo por una falla en la integridad en el pozo, una falla en la cementación, acompañado de una falla en las válvulas preventoras que debían encargarse de contener el influjo como última barrera de control de pozo, dejando fluir de forma no controlada hidrocarburos a superficie y explotando finalmente. El fuego se mantuvo durante 36 horas hasta el hundimiento del equipo y el derrame por 87 días.

3.2 CAUSAS DEL BLOWOUT DEL CASO MACONDO

El reventón que ocurrió en el pozo Macondo fue causado por varios hechos, que se mencionan en esta sección, según el informe publicado por la empresa British

Petroleum (BP) y el informe presentado por la Comisión de Energía y Comercio del Congreso de Estados Unidos.¹³⁴

3.2.1 Diseño de pozo. El pozo Macondo fue diseñado de forma telescópica como el gran porcentaje de los pozos petroleros. Fue planeado a una profundidad al lecho marino de 5067 ft (1662m) y una profundidad final de 19.600 ft (5976 m), debido a un inconveniente de pérdida de circulación presente en la primera formación productora que atravesaron y se perforó finalmente hasta 18.360 ft (5598 m).¹³⁵

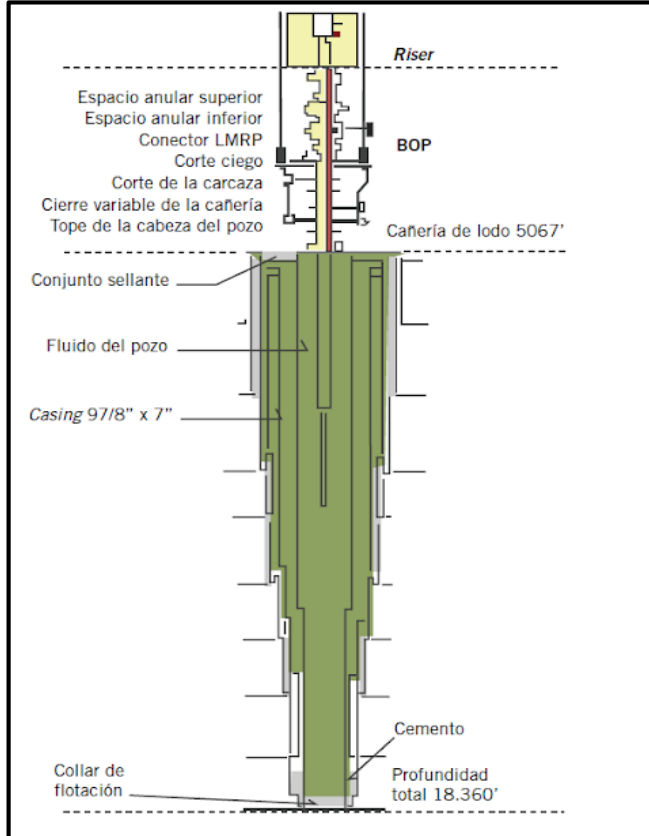
En cuanto a la tubería, se decide usar un casing de 9 7/8 in con un tubing de 7 in, se presentan problemas de pérdida de circulación (indicador de influjo), y el diseño final resulta con pocas barreras para evitar la migración de gas en dado caso.

Según el texto Gabino Velasco (2010) “Una revisión posterior a esta decisión aconsejó cambiar este programa por la variante liner/tie-back”. La sugerencia anterior implica el uso de un Liner de 7 in y colgarlo en el casing de 13 7/8 in, completando la siguiente sección con un casing de 9 7/8 in y con un stinger con el fin de proteger el colgador tie-back y así brindar una barrera de protección más. En la **Figura 23**, se esquematizan las secciones del pozo Macondo.

¹³⁴VELASCO, GABINO. Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon. (2010) [en línea] Consultado el 29 de agosto de 2018. Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre2010/pdf/36-47sp.pdf>

¹³⁵Turley, J. A. (2014, March 4). An Engineering Look at the Cause of the 2010 Macondo Blowout. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167970-MS

Figura 23. Esquema del pozo Macondo



Fuente: VELASCO, GABINO. Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon. (2010) Consultado el 29 de agosto de 2018 [en línea] Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre2010/pdf/36-47sp.pdf>

3.2.2 Tiempo de retraso (NPT – Non Productive Time). El tiempo es un factor que siempre juega en contra de las operaciones de perforación. En el caso del Deepwater Horizon se tenía una operación de tal magnitud que la tarifa aproximada diaria era de \$ 500.000 dólares, teniendo en cuenta que tenían servicios adicionales como registros, cementaciones, uso de helicópteros y barcos de abastecimiento entre otros.^{136,137}

El factor costo y tiempo fue un punto crítico en el pozo Macondo, cuando ocurrió el blowout el 20 de abril del 2010 tenía un retraso de 43 días con respecto a lo que planearon, lo que indica que la tarifa de la plataforma será \$ 21.500.000 de dólares. Debido a que contaban con 43 días de retraso género que se tomarán decisiones bajo mucha presión, y a su vez intentar agilizar las operaciones. Sin embargo,

¹³⁶ Ibid.

¹³⁷Sutton, I. S. (2013, May 6). Summarizing the Deepwater Horizon/Macondo Reports. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24027-MS

aunque se intentó remediar el tiempo que se tenía de retraso, el DeepwaterHorizon terminó en un incidente de reventón.¹³⁸

3.2.3 Cantidad de Centralizadores. Es de gran importancia la herramienta conocida como centralizadores para la operación de cementación, su función es ayudar al casing a que quede en una posición lo más cercano posible al eje longitudinal del pozo, en un ámbito idealista, es cuando el eje longitudinal del casing se encuentra alineado perfectamente con el del pozo, y cuando se está cementando el casing no esté recostado en alguna pared y pueda resultar una buena cementación.

La cantidad de centralizadores a usar es determinada por el ingeniero según el diseño del pozo, si es desviado o no, y el tipo de formación.

Para el Deepwater Horizon, la empresa contratista encargada de realizar la cementación analizó la operación mediante un programa de simulación, que como resultado sugirió un usar 21 centralizadores. Sin embargo, el personal encargado de la operadora dijo que se implementaron 6 centralizadores, ya que era la cantidad que se encontraba Disponible y que no había tiempo para traer más centralizadores en tierra, a su vez dijo que el pozo era perfectamente vertical, por lo tanto, no habría inconvenientes con el casing.

Cabe recalcar que cuando se perfora un pozo vertical, este no queda 100% vertical en la roca por lo que puede quedar el casing recostado en las paredes evitando desplazar el lodo por el cemento, y en ese espacio puede canalizar el gas.¹³⁹

3.2.4 Circulación del fluido de perforación. El hecho de circular el fluido de perforación antes de realizar la cementación tiene grandes beneficios para lograr una cementación efectiva, según Gabino Velasco (2010) “permite al personal del equipo constatar la entrada de gas de la formación, controlar los bolsones de gas que se podrían haber incorporado al lodo y asegurar la remoción de los recortes de perforación y otros sólidos que podrían haberse depositado en el fondo del pozo”.

Lo anterior se hace para evitar contaminar el cemento, no obstante, el operador bombeo en 30 minutos 261 barriles¹⁴⁰, siendo un lapso muy corto para un pozo con una profundidad de 18.360 ft (5598 m). Se recomienda circular en un rango de 6 a

¹³⁸ Ibid.

¹³⁹ Ibid.

¹⁴⁰ GUERRERO, J. Atención de derrames de petróleo crudo en el Golfo de México. Universidad Nacional Autónoma de México. (2014) México Consultado el 29 de agosto de 2018. [En línea] Disponible en:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3707/tesis.pdf?sequence=1>

12 para normalizar el fluido de perforación y así preparar el pozo antes de la cementación.¹⁴¹

3.2.5 Registro eléctrico CBL. Las pruebas de integridad y los registros eléctricos permiten en la operación de perforación asegurarse del estado del pozo, en cuanto al cemento y tubería, que son las barreras para evitar que los fluidos de yacimiento ingresen al pozo de forma descontrolada.

Existen registros eléctricos que permiten saber cómo se encuentra la integridad del cemento y el casing, el registro Cement Bond Log (CBL) o registro de adherencia del cemento, se realiza después de haber cementado, emitiendo ondas acústicas por medio de un emisor y así obtener una lectura para saber cómo se encuentra la adherencia entre el cemento y el casing.

En el Deepwater Horizon, el 18 de abril del 2010 el operador le pidió al contratista un registro de adherencia del cemento Cement Bond Log (CBL) en caso de que fuera necesario, a la fecha de 20 de abril del 2010 se realizó una prueba de integridad de pozo de presión negativa, por lo cual llegaron a la conclusión de que no era necesario el registro Cement Bond Log (CBL).¹⁴²

3.2.6 Componente Humano. Según una investigación realizada por la organización BOEMRE en conjunto con la USCG, se encontró que la configuración del sistema de alarmas general de la plataforma y las acciones del personal contribuyeron al retraso en la notificación de la presencia de altos niveles de gas en la plataforma y su falta de respuesta. Pues, las alarmas estaban configuradas de tal forma que no sonarían automáticamente al activarse múltiples de ellas en diferentes puntos de la plataforma. El personal hizo sonar la alarma general luego de 12 minutos de que sonaran las alarmas de gas iniciales. Durante este tiempo, había aproximadamente 20 que ya indicaban el nivel más alto de concentración de gas, ubicadas en diferentes áreas de la plataforma.¹⁴³

BP tuvo conflictos con el personal, cambiando roles y responsabilidades de nueve personas debido a una serie de problemas en marzo y abril de 2010, además de tener diferencias entre el gerente de operaciones de perforación y el líder del equipo de pozo, creando fallas en asumir los roles y responsabilidades para las decisiones clave.¹⁴⁴

¹⁴¹ Ibid.

¹⁴² Ibid.

¹⁴³ U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR. The Bureau Of Ocean Energy Management, Regulation And Enforcement. Report Regarding the Causes of the April 20,2010. Macondo Well Blowout. (2011) [en línea] Consultado el 29 de agosto de 2018 Disponible en:

<http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/mina1/docs/dwhfinal.pdf>

¹⁴⁴ Ibid.

Las decisiones tomadas y los crecientes riesgos no identificados a lo largo de la vida del pozo Macondo, fueron determinantes para la detección del influjo y su posterior explosión.

Los procedimientos establecidos en relación con las operaciones seguras incluyen la preparación del personal para identificar de forma independiente los peligros asociados con la perforación y otras operaciones.

3.3 COSTOS RESULTANTES DEL INCIDENTE

Cuando ocurrió el derrame del Deepwater Horizon, no se esperaba que una de plataformas con las herramientas más avanzadas en tecnología y con un personal altamente capacitado les pudiera pasar una de las peores catástrofes en toda la historia de la industria petrolera. El incidente en Macondo fue de tal magnitud a nivel económico que las pérdidas se estiman en billones de dólares. Estaban preparados para que en 24 horas se derramara máximo 25.000 bbl/día (3.975 m³/día) con un costo aproximado de \$ 320.000.000 de dólares en el costo de la limpieza y las multas. Sin embargo, en el caso del Deepwater Horizon se derramaron 62.000 bbl/día (9.857 m³/día), más del doble de lo que tenían estimado, para entonces la multa ascendía a \$530.000.000 de dólares con un valor por barril de \$ 4.300, no obstante, para los dos primeros días le costó a la British Petroleum (BP) \$1.600.000.000 de dólares.^{145,146}

Siempre que ocurre un derrame las multas y el valor que la empresa que se encuentra a cargo dependerá del país y la entidad u organismo que regula esta actividad, para el caso de Macondo al encontrarse localizado en el Golfo de México, quien regula todas las actividades de perforación en mar abierto en el Servicio de Manejo de Minerales(siglas en inglés MMS), cada barril derramado puede tener una multa por un valor mínimo de \$1.100 dólares por barril y un máximo de \$4.300 dólares por barril, según la sección 311 de la ley de agua limpia. Entonces si un pozo de petróleo tiene un derrame y presenta pérdidas de 60.000 bbl/día podría costarle a la empresa \$764 dólares por segundo en solo multas.¹⁴⁷

Finalmente, en el mes de febrero del 2013, se estimó que el costo del incidente del Deepwater Horizon que ascendía a \$42.200.000.000 de dólares, que tuvo que pagar British Petroleum (BP), sin embargo, por decisión del tribunal se determinó que por

¹⁴⁵ Rojas, F. E., & Slocum, A. H. (2016, May 2). A Complementary Safety Tool for Blowout Preventers. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/27139-MS

¹⁴⁶ DAVALOS, L. Dossier: Accidente de la plataforma Deepwater Horizon. (2010) Consultado el 29 de agosto de 2018. [en línea] Disponible en: <https://caracas1067.wordpress.com/ambiente/dossier-accidente-de-la-plataforma-deepwater-horizon/>

¹⁴⁷Rojas, F. E., Op. Cit., p.70

actos de negligencia por parte de la empresa a cargo tendría que pagar \$54.000.000.000 de dólares, en conclusión, la British Petroleum (BP) pago por barril \$12.900 dólares.^{148, 149}

3.4 CONTENCIÓN Y ABANDONO DEL CASO MACONDO

Luego de la patada que dio lugar al reventón, el 20 de abril del 2010 en el pozo Macondo, se adelantan maniobras con el robot submarino ROV al día siguiente, para intentar cerrar el pozo de forma definitiva mediante las BOP ubicadas en el fondo del lecho marino, intentando activar sus sistemas de cierre.

El 22 de abril, la plataforma Deepwater Horizon se hunde, dejando la sarta de perforación conectada a las válvulas preventoras, sobre el lecho marino a 5000 ft (1.5km).¹⁵⁰

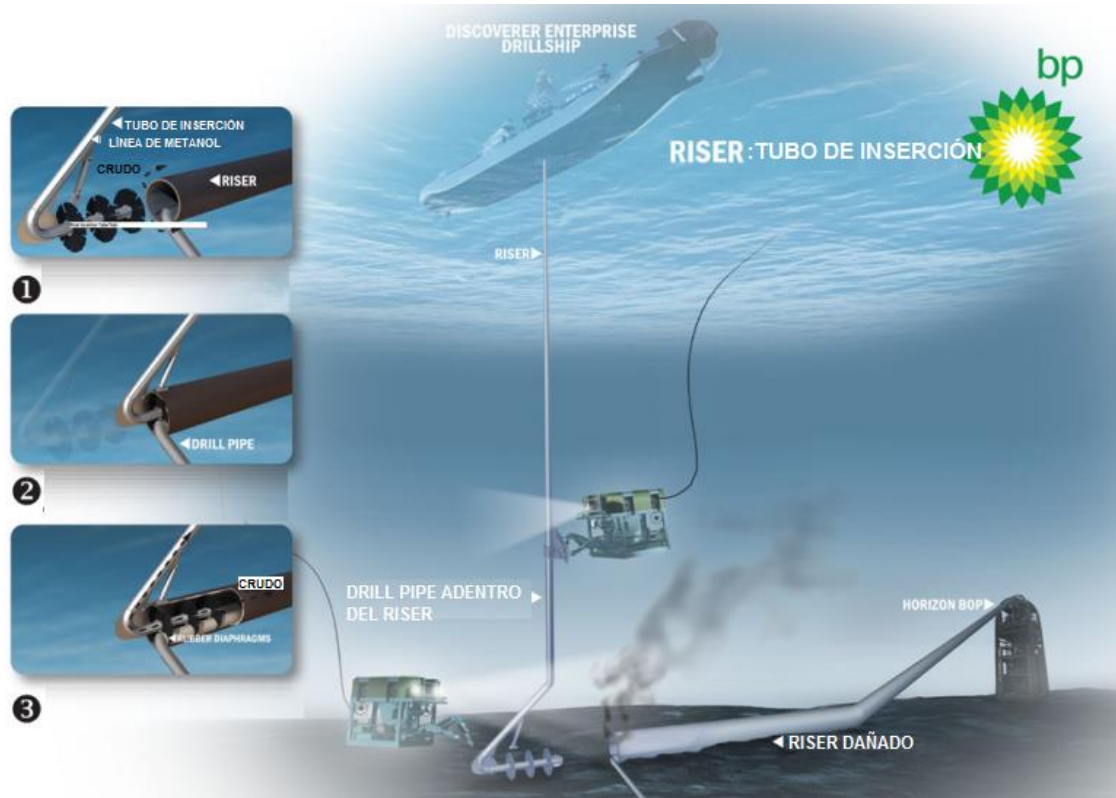
La primera etapa del control del derrame se realizó mediante el barco ‘Discoverer Enterprise’, que mediante el robot submarino ROV, un riser y una línea de metanol para evitar la formación de hidratos, logra evacuar directamente a la embarcación el hidrocarburo. Se puede observar la operación en la **Figura 24**.

¹⁴⁸ibid. p. 70

¹⁴⁹DEPARTAMENTO DEL INTERIOR DE ESTADOS UNIDOS. Deepwater Horizon Oil Spell Phase I Early Restoration Plan and Environmental Assessment. Consultado el 11 de septiembre de 2018. [En línea] Disponible en: <https://www.gulfspillrestoration.noaa.gov/wp-content/uploads/Final-ERP-EA-041812.pdf>

¹⁵⁰U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Office of Scientific and Technical Information. Experiences in Supporting Deepwater Horizon Accident Recovery Efforts. (2011) Consultado el 11 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1143439>

Figura 24. Primera etapa del control del derrame

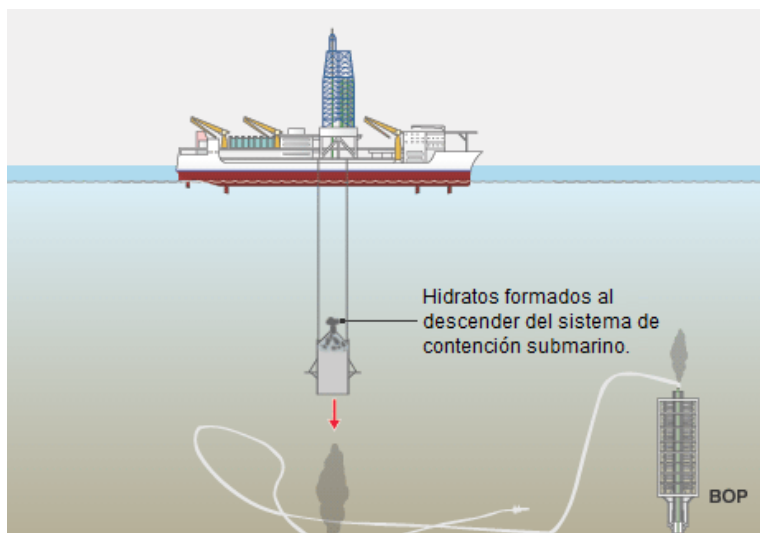


Fuente: Modificada por los autores. U.S. Department of the Interior. Assessment of Flow Rate Estimates for the Deepwater Horizon / Macondo Well Oil Spill (2010) Consultado el 11 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/mina1/docs/FRTG-final-report3_10_11-final-pdf.pdf

Para inicios de mayo, con el barco 'Helix Producer', se coloca sin resultado la estructura Cofferdam también llamada 'Top Hat' en el riser roto, compuesta de acero y madera para contener y canalizar el fluido hacia la superficie, con un diseño de 18 metros de altura y 125 toneladas, pero al instalarse falla debido a la formación de hidratos que amenazan con obstruir el tubo de contención y se retira.¹⁵¹ Esta operación se puede observar en la **Figura 25**.

¹⁵¹NBC News. 'Forget 'top kill', what the heck's an LMRP?' (2010) [en línea] Disponible en: http://www.nbcnews.com/id/37359910/ns/disaster_in_the_gulf/t/forget-top-kill-what-hecks-lmrp/#.XEctcNlzbcc

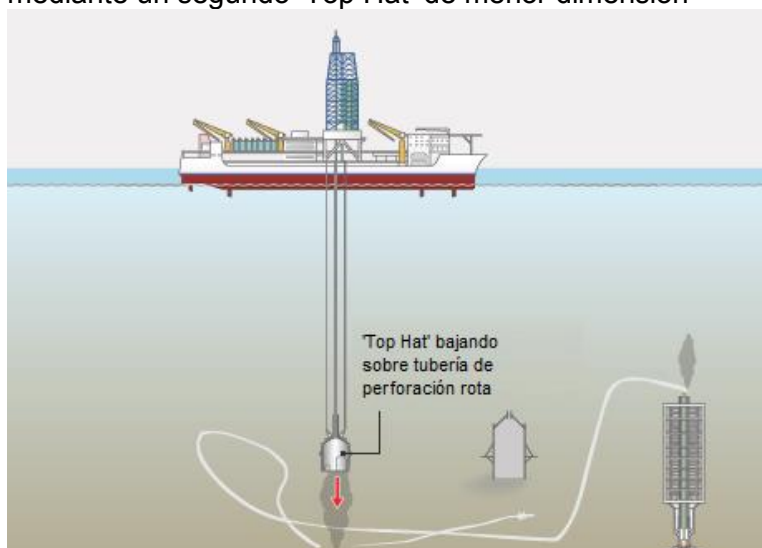
Figura 25. Esquema para controlar las fugas de petróleo mediante el 'Top Hat'



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010)

Los ingenieros de BP deciden bajar un dispositivo más pequeño, con 5ft (1.5 m) de alto y 1.2 m de diámetro el cual se sentaría sobre la tubería y detendría parcialmente la fuga. Para evitar la acumulación de hidratos, el metanol se bombea hacia 'Top Hat' para dispersar el agua y el gas. En la **Figura 26** se puede observar la operación.

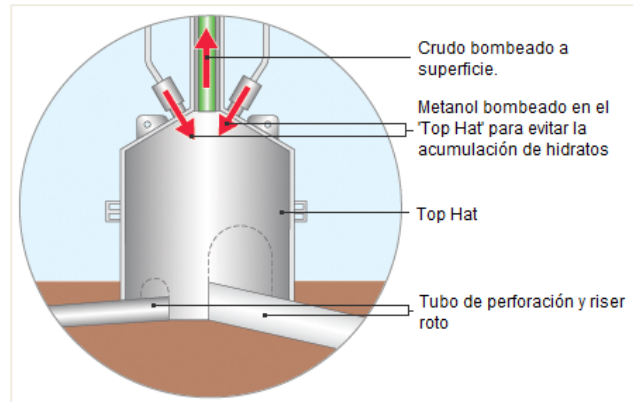
Figura 26. Esquema para controlar las fugas de petróleo mediante un segundo 'Top Hat' de menor dimensión



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010) Consultado el 11 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.bbc.co.uk/news/10232371>

El 'Top Hat' utiliza dos líneas laterales las cuales bombean metanol para desplazar el agua y el gas que se fugan de la tubería de aceite rota. Esto evita la acumulación de hidratos. Una vez en su lugar, el aceite puede ser bombeado hasta la superficie. En la **Figura 27** se puede observar su configuración.

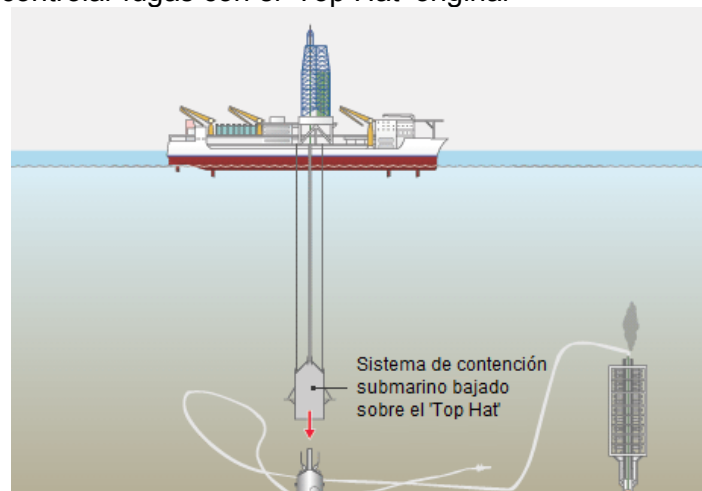
Figura 27. Configuración del 'Top Hat' para evitar hidratos



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010) Consultado el 11 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.bbc.co.uk/news/10232371>

BP baja el 'Top Hat' original sobre el de menor dimensión para proporcionar un mejor sellado en el sitio con fugas y bombear el aceite hacia la superficie. En esta ocasión se conecta a una tubería que bombea agua caliente al domo para evitar la acumulación de hidratos. Esto se puede observar en la **figura 28**.

Figura 28. Esquema del sistema de contención para controlar fugas con el 'Top Hat' original

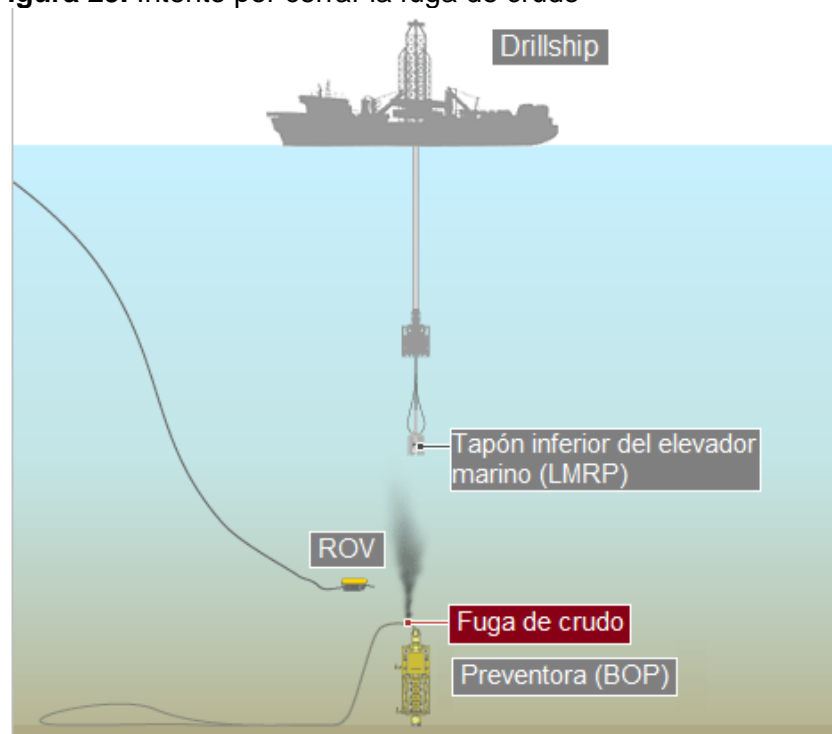


Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010)

Para finales del mes de mayo, con el barco 'Q4000' se realiza sin éxito la operación llamada 'Top Kill'¹⁵², un procedimiento destinado a taponar un pozo con fugas al forzar un líquido pesado de perforación, o lodo, a través de la tubería ascendente, a través de la BOP. Se realiza en tres fases, aumentando la cantidad del lodo de la misma densidad (16.4 ppg) y técnica en cada intento, el 26 de mayo, se bombearon 13.100 bbls a 53 bpm, el 27, 6.800 bbls a 25 bpm con 15 disparos con materiales puenteantes, y el 28 se realizó con 9.800 bbls y 2 disparos.¹⁵³

BP lleva a cabo otro plan de canalización en junio de ese mismo año para contener la fuga, con ayuda del barco 'Discoverer Enterprise' utilizando el robot ROV, que, mediante sus cizallas metálicas y una sierra con bordes de diamante, cortaran la tubería dañada para después cubrir la preventora BOP con un tapón inferior del elevador marino 'LMRP'¹⁵⁴, siendo este una cúpula de contención sellada de goma. Para evitar los hidratos, se bombea agua caliente hacia el LMRP. Esto se puede ver en la **Figura 29**.

Figura 29. Intento por cerrar la fuga de crudo



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010) Consultado el 11 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.bbc.co.uk/news/10232371>

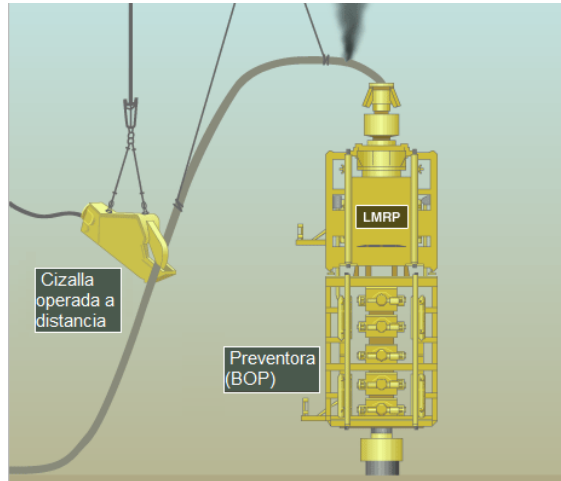
¹⁵² Ibid.

¹⁵³ Ibid.

¹⁵⁴ Ibid.

Primero, el tubo dañado que extrae el petróleo del pozo se corta donde se acerca al lecho marino mediante una cizalla operada a distancia. Esto se completa el 1 de junio. En la **Figura 30** se puede observar este proceso.

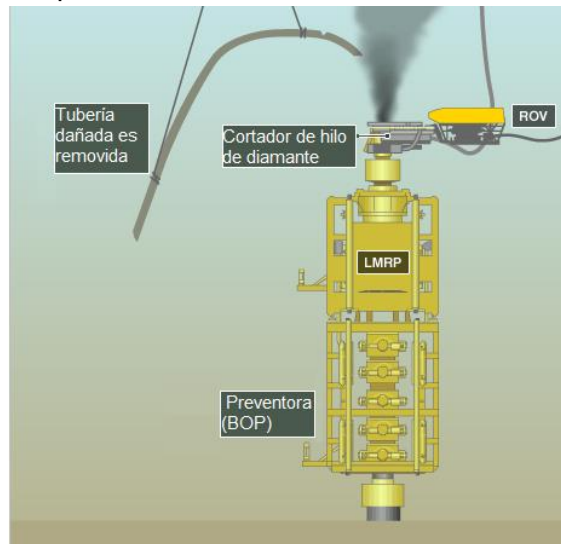
Figura 30. Corte de tubería dañada del pozo Macondo



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak.

La siguiente etapa, es el corte de la tubería con un hilo diamantado asistido con robots submarinos (ROV) usando unas tijeras a través del elevador cerca del LMRP. En la **Figura 31** se observa como BP realizó este proceso.

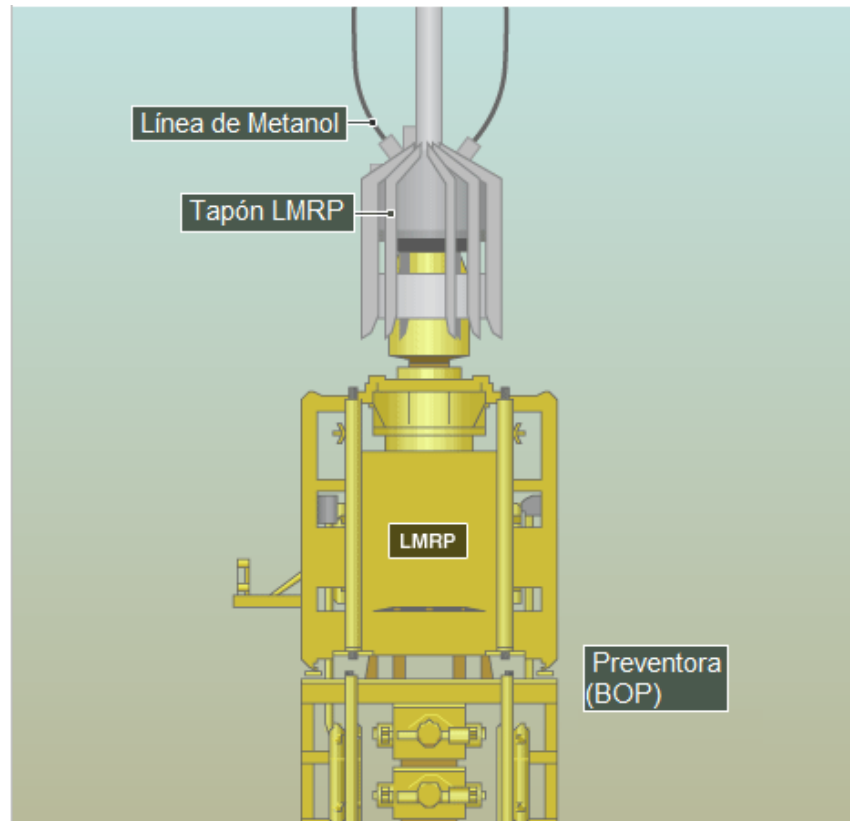
Figura 31. Corte y remoción de tubería dañada en el pozo Macondo



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak.

Después de quitar la tubería, se baja el tapón al LMRP, lo que permitió que el petróleo y el gas con fugas se canalicen hacia un barco de perforación en la superficie. Las últimas estimaciones sugieren que más de la mitad del aceite que se fuga fue capturado.¹⁵⁵ Esto se observa en la **Figura 32**.

Figura 32. Recolección de fugas de hidrocarburos mediante un tapón LMRP a un barco de perforación



Fuente: Modificada por los autores. BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010) Consultado el 11 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.bbc.co.uk/news/10232371>

Dos semanas después, exactamente el 15 de Julio, se realiza el cierre exitoso, comprobado mediante pruebas de integridad, con una válvula de estrangulación. Se siguen realizando pruebas de diagnóstico estático ‘Top Kill’ y un análisis de ambiente en agosto.

Para el 17 de septiembre, BP sella de forma definitiva el pozo Macondo mediante una descarga de cemento¹⁵⁶, una vez se intersecta con uno de los pozos de alivio:

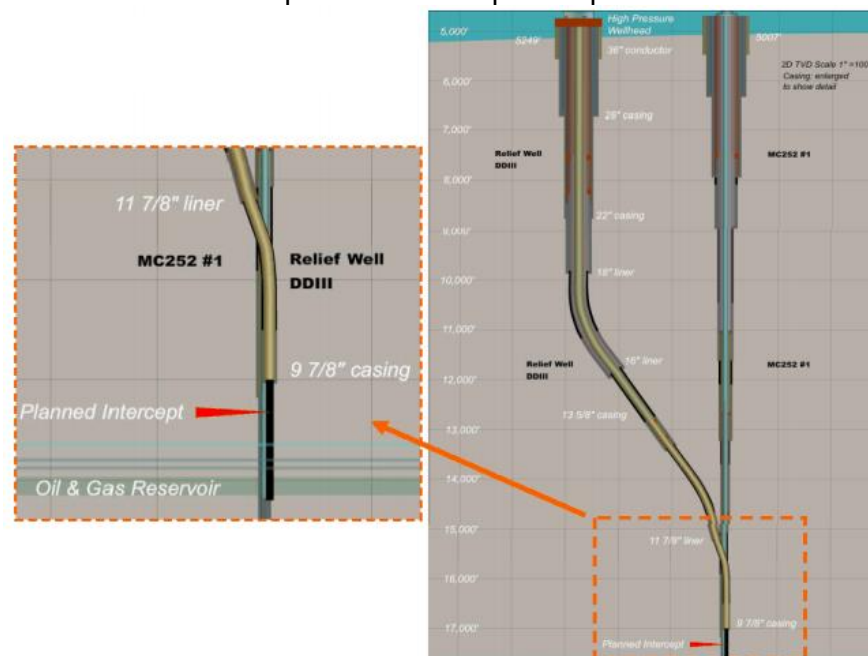
¹⁵⁵ Ibid.

¹⁵⁶Revista Dinero. BP selló definitivamente el pozo Macondo. (2010) [en línea] Disponible en: <https://www.dinero.com/negocios/articulo/bp-sello-definitivamente-pozo-macondo/103688>

el ‘Development Driller III’¹⁵⁷, mediante una plataforma semisumergible a una profundidad de 18000 ft (5.5 km) por debajo de 5000ft de columna de agua¹⁵⁸ como se observa en la **Figura 33**, se bombea un tapón de 75 toneladas¹⁵⁹ de cemento durante siete horas, y se realiza una prueba de presión dos días después para determinar que el pozo estaba sellado. El 2 de mayo se inició el primer pozo de alivio ‘Development Driller II’ para el pozo Macondo, pero fue el ‘Development Driller III’ el que logró detener el flujo de hidrocarburos a la superficie, iniciado el 16 de mayo.

El 18 de septiembre el gobierno de Estados Unidos anuncia que el pozo Macondo ya está muerto.

Figura 33. Pozo de alivio Development Driller III para el pozo Macondo



Fuente: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Office of Scientific and Technical Information. Experiences in Supporting Deepwater Horizon Accident Recovery Efforts. (2011) Consultado el 12 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1143439>

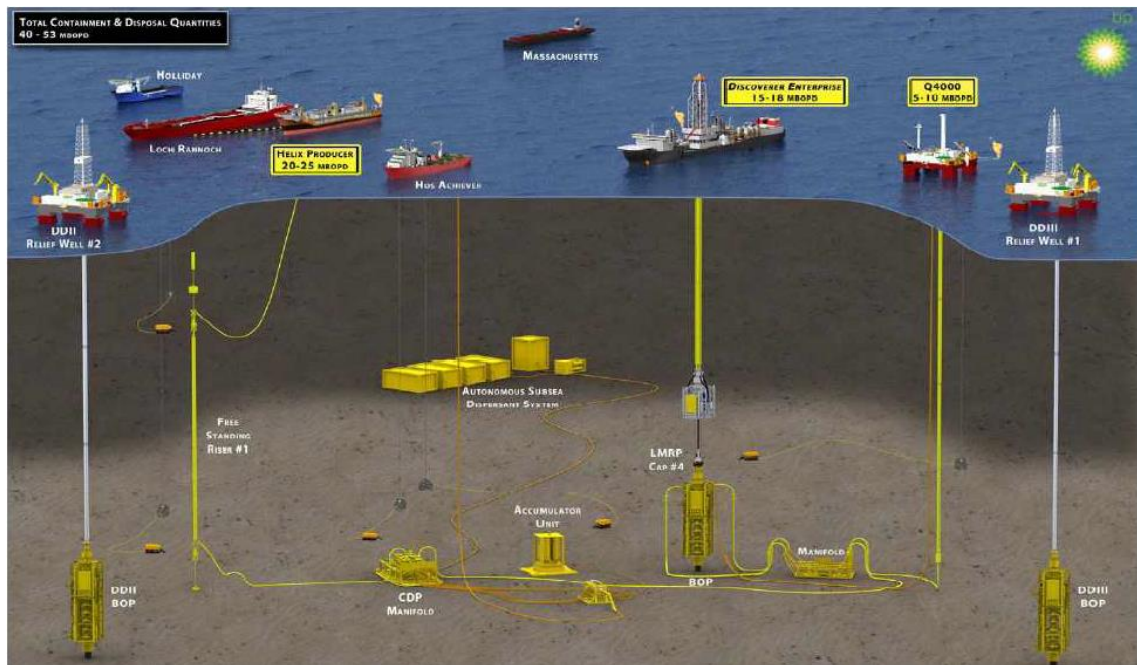
¹⁵⁷BP. Making it right - highlights. ‘At BP, we have taken responsibility for the cleanup in the Gulf. We’ve also pledged to keep people informed. (2010) [en línea] Disponible en: <https://web.archive.org/web/20100911105949/http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9034427&contentId=7063885>

¹⁵⁸National Academy of Engineering and National Research Council. 2012. Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/13273>.

¹⁵⁹The Telegraph. BP oil spill: Gulf of Mexico well declared ‘effectively dead’. (2010) Consultado el 12 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/8012428/BP-oil-spill-Gulf-of-Mexico-well-declared-effectively-dead.html>

En la **Figura 34** se pueden observar todos los mecanismos y equipos utilizados para contener el derrame de hidrocarburos del pozo Macondo, con las principales plataformas y barcos como, 'Helix producer' que recogió alrededor de 15000 bpd, el 'Q4000' a través del colector BOP hasta 10000 bpd y con el que se realizó la operación 'Top Kill', y el 'Discoverer Enterprise' con aproximadamente 20000 bpd. También se observan las plataformas desde donde se iniciaron los pozos de alivio para realizar el cierre definitivo del pozo.

Figura 34. Mecanismos y equipos utilizados para contener el derrame de hidrocarburos del pozo Macondo



Fuente: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Office of Scientific and Technical Information. Experiences in Supporting Deepwater Horizon Accident Recovery Efforts. (2011) Consultado el 12 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1143439>

4. METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ACCIDENTES COSTA AFUERA EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

En este capítulo se mencionan los riesgos presentes costa afuera durante la operación de perforación, identificando los tipos de accidentes que se pueden presentar, como también las metodologías para el análisis de accidentes para el caso de estudio Macondo.

En las diferentes operaciones de la industria del petróleo y gas, implica estar en contacto y trabajar con sustancias combustibles, que al ser liberadas al ambiente de forma no controlada ni planeada pueden originar accidentes con diferente grado de impacto y afectar la salud de las personas, el medio ambiente, las instalaciones y el buen nombre de las compañías.

Según ARPEL, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el caribe, para la prevención de los accidentes, se cuenta con un análisis y gestión de riesgos, teniendo en cuenta la seguridad en los procesos.

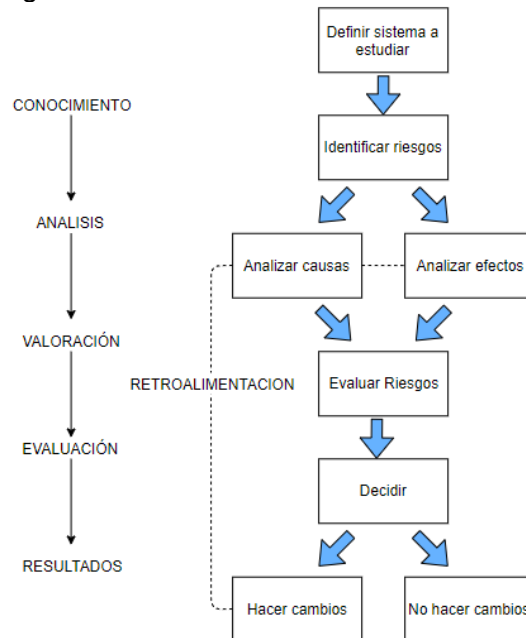
Es importante tener una buena selección en la metodología a usar y su aplicación en cuanto a los factores que tienen y ocurren con más probabilidad, esto con la finalidad de tomar las medidas apropiadas y evitar futuros accidentes. Con la metodología se busca, estudiar las fallas en los procedimientos a fin de poderlos prevenir específicamente, planteando y sugiriendo un conjunto de actividades para realizar antes de cada operación en la fase de perforación de un pozo.

4.1 DEFINICIÓN DE UNA METODOLOGIA

Es un conjunto de procedimientos con la finalidad de lograr un objetivo propuesto. Para esto se utiliza la caracterización y orden de la información o sistematización, para dar el resultado de investigación científica.

4.1.1 Metodologías para el análisis y evaluación del riesgo. La gestión de riesgos permite utilizar múltiples métodos de análisis y evaluación de riesgos, teniendo características cualitativas o cuantitativas. Como se puede observar en la **Figura 35**, que muestra el proceso hasta llegar a la gestión del riesgo, iniciando desde definir sistema de estudio, pasando por identificación del riesgo, análisis del riesgo, evaluación del riesgo y concluyendo en la gestión del riesgo. En esta parte del trabajo se presentarán varias metodologías para análisis de riesgo.

Figura 35. Proceso general para la gestión del riesgo



Fuente: Methodologies for hazard analysis and risk assessment in the petroleum refining and storage industry. European Petroleum Refiners Association.

4.1.1.1 Metodología Mossler. Este tipo de metodología es utilizado en la seguridad de las instalaciones en las que se encuentra el personal. Combina métodos de estadística y probabilidad a través de esquemas de matrices midiendo la frecuencia, magnitud y el posible efecto siniestro.¹⁶⁰

En este método se identifica, analiza y evalúa aquellos factores que son críticos que generen riesgo, en esta metodología se realizan los siguientes pasos:

- Identificar el riesgo
- Analizar el riesgo
- Criterio de función
- Criterio de sustitución
- Criterio de perturbación
- Criterio de extensión
- Criterio de agresión

¹⁶⁰CIVITTAS. Empresa de seguridad privada. Análisis de Riesgos: El método Mossler. Consultado el 15 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.civittas.com/analisis-de-riesgos-el-metodo-Mossler/>

➤ Criterio de vulnerabilidad

- Evaluar el riesgo
- Clasificación del riesgo

Para identificar el riesgo se debe tener cierta cantidad de información para poder definir los riesgos presentes y diferenciarlos, información como localización, entidades a cargo de plan de emergencia, información de accidentes que ocurrieron cerca, estos se pueden representar en una ficha para definir el riesgo, como se puede observar en el **Cuadro 14**.

Cuadro 14. Ficha del riesgo

FICHA DEL RIESGO
1) Riesgo:
2) Localización:
3) Bien a proteger:
4) Daño:
5) Expresión formal del riesgo:

Fuente: Análisis de riesgo-método Mossler. Consultado el 15 de septiembre de 2018 [en línea]
Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=DJVESsPkDtw>

- *Identificación del riesgo:* para la identificación del riesgo se tienen dos elementos importantes, el bien y el daño, es decir, se caracteriza mediante una ficha o cuadro de riesgo junto con su ubicación.
- *Análisis del riesgo:* en esta fase se tienen en cuenta 6 criterios, para su respectivo análisis, cuantificando los en una escala numérica del 1 al 5, teniendo el 1 como criterio menos complejo y 5, el más complejo¹⁶¹.

Los criterios para el análisis de los riesgos según este método son:

1. Función: consecuencias negativas que puedan alterar la actividad.
2. Sustitución: dificultad de sustituir los bienes afectados.
3. Profundidad: grado de perturbación
4. Extensión: alcance de los daños
5. Agresión: probabilidad de que el riesgo se manifieste.
6. Vulnerabilidad: probabilidad de que se produzcan daños o pérdidas.

¹⁶¹Navarro, Francisco. El análisis de Riesgos. Método Mossler. Revista digital INESEM. Consultado el 15 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en:
<https://revistadigital.inesem.es/gestion-integrada/el-analisis-de-riesgos-metodo-Mossler/>

En el paso de análisis de riesgo se evalúan 6 criterios: el criterio de función evalúa el daño y la consecuencia en términos de que tanto altera las operaciones, el criterio de sustitución es para evaluar cuando el riesgo ocurra que tan costoso y fácil puede llegar a ser el remplazo de los instrumentos, herramientas o bienes dañados, el criterio de perturbación evalúa qué tan afectada se vería la imagen de la empresa, organización, institución o compañía en caso de que se materialice el riesgo, en el criterio de extensión evalúa la magnitud de la extensión del daño causado por el riesgo, el criterio de agresión es la probabilidad de ocurrencia del riesgo, y finalmente el criterio de vulnerabilidad donde se evalúa con qué medidas de seguridad se cuenta para mitigar el riesgo. Los criterios anteriormente mencionados son evaluados mediante una escala numérica que se muestra en el **Cuadro 15**.

Cuadro 15. Escala de puntuación para criterios de análisis

VARIACIÓN	PUNTUACIÓN
Muy grave	5
Grave	4
Medio	3
Leve	2
Muy leve	1

Fuente: Análisis de riesgo-método Mossler. Consultado el 20 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=DJVESsPkDtw>

Para el paso 3 o evaluación de riesgo, es el paso donde se cuantifica el riesgo, primero se halla el coeficiente “I” o intensidad que es la multiplicación entre la puntuación del criterio de función “F” y el criterio de sustitución “S”.

$$I=F*S$$

Después se calcula el coeficiente “D” que es igual a la puntuación asignada para el criterio de perturbación y el criterio de extensión.

$$D=P*E$$

Luego se halla la magnitud del riesgo o “C” que es la suma del coeficiente “I” y el coeficiente “D”.

$$C=I+D$$

También se requiere calcular la probabilidad o “P” que es la multiplicación de la puntuación asignada al criterio de agresión y vulnerabilidad.

$$P=A*V$$

Finalmente, el riesgo absoluto se calcula multiplicando la magnitud y la probabilidad.

$$ER=C*P$$

Después de cuantificar el riesgo se clasifica el riesgo para poder dar una valoración y decir según los siguientes rangos nivel es el riesgo como se muestra en el **Cuadro 16**.

Cuadro 16. Escala de valoración del riesgo

PUNTUACIÓN	VALORACIÓN
2-250	Muy baja
251-500	Pequeño
501-750	Normal
751-1000	Grande
1001-1250	Elevado

Fuente: Análisis de riesgo-método Mossler. Consultado el 20 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=DJVESsPkDtw>

- Evaluación del riesgo: se cuantifica y evalúa el riesgo que se está estudiando. Este se realiza mediante la relación del carácter del riesgo y su probabilidad. El producto de estos dos elementos arroja como resultado el riesgo estimado.¹⁶²
- Clasificación del riesgo: se prioriza los riesgos de acuerdo con el cálculo obtenido, luego de esto se da paso a la activación de planes de acción.¹⁶³

4.1.1.2 Método de Análisis de Riesgos (RAM). En esta metodología se busca aumentar los beneficios de productividad en términos de costos, lo anterior se lleva a cabo mediante el análisis de los riesgos, por lo tanto, requiere la identificación del riesgo para poder evaluar los riesgos según su prioridad. De igual forma en este tipo de metodología se tiene en cuenta la probabilidad y frecuencia de que el riesgo ocurra, por lo que se puede realizar una escala para asignar un valor numérico al riesgo y poder clasificarlo entre bajo, medio o alto. Mediante la clasificación del

¹⁶²Profesionales Latinoamericanos de Seguridad. Análisis cuantitativo de riesgos: El Método Mossler. Consultado el 20 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <http://www.forodeseguridad.com/artic/segcorp/7220.htm>

¹⁶³ibid.

riesgo se puede asignar acciones correctivas, para prevenir o mitigar según en la etapa del proceso en que se encuentren.¹⁶⁴

Este método de análisis está conformado por los siguientes:

- Identificar el riesgo.
 - Evaluar los efectos.
 - Evaluar la probabilidad.
 - Evaluar qué tan crítico es el riesgo según la probabilidad y efecto.
-
- Identificar el riesgo: en todo método de análisis de riesgo primero se debe identificar los riesgos presentes en las operaciones, de igual forma se debe realizar una valoración a todos los activos de la compañía como instalaciones, herramientas, trabajadores, software, etc. y calcular el valor de los activos y hallar el valor total.
 - Evaluar los efectos: el paso siguiente a identificar los riesgos y tener la valoración de los activos es evaluar cada riesgo que puede generar un impacto esto se puede medir si es bajo, medio o alto.
 - Evaluar la probabilidad: al igual que se evaluó el impacto, es fundamental evaluar la probabilidad con que puede llegar a ocurrir el accidente y se puede medir si es poco probable, probable o muy probable.
 - Evaluar qué tan crítico es el riesgo según la probabilidad y efecto: finalmente se realiza una matriz donde en el eje “y” se coloca la probabilidad y en el eje “x” el impacto, de esta forma se da un valor al riesgo.

La finalidad de esta metodología es ayudar a identificar los riesgos latentes durante las operaciones y realizar un plan de acción para mitigar el riesgo.¹⁶⁵

4.1.1.3 Metodología de Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE). La metodología AMFE o método Análisis Modal de Fallos y Efectos sirve para el análisis de riesgo, optimización de los procesos mediante la reducción de tiempo y costo durante la producción, este método mide los riesgos y los posibles impactos negativos que pueden afectar bien sea directa o indirectamente los procesos.

¹⁶⁴Ibid.

¹⁶⁵Muñoz, David. Comparación de metodologías para la gestión de riesgos en los proyectos de las Pymes. 2016. Revista Ciencias Estratégicas. Consultado el 20 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://revistas.upb.edu.co/index.php/cienciasestrategicas/article/viewFile/8009/7365>

Este método en general está conformado por los siguientes pasos:

- Identificar el riesgo
- Analizar el riesgo
- Evaluar el riesgo

El objetivo de la metodología de Análisis Modal de Fallos y Efectos es disminuir las posibles fallas que se pueden generar, esto se hace mediante la definición del riesgo y un posterior análisis que consta de evaluar las consecuencias, la probabilidad con la que puede suceder y medir en un nivel de riesgo, para llegar a tener mayor seguridad durante los procesos mediante la prevención.

Según Manuel Hervás Lázaro, director del Centro Nacional de Información de la Calidad (CNIC) menciona que existen 10 pasos para aplicar esta metodología.

Paso 1 Formación del equipo: se debe contar con un equipo de trabajo experimentado y con conocimiento de los procesos.

Paso 2 Definir el proceso: es de gran importancia entender el proceso en específico que se desea analizar.

Paso 3 Descripción de funciones: en esta fase es necesario entender y conocer de forma exacta y completa el proceso que se realizará para identificar en donde se puede presentar algún fallo.

Paso 4 Listar modos de fallo potencial: enunciar en el proceso todas las posibles fallas, se puede realizar con ayuda “tormentas de ideas “o procesos lógicos para la deducción de las fallas.

Paso 5 Definir los efectos de las fallas: en cada falla potencial se debe identificar todos los efectos que puedan llegar a causar.

Paso 6 Describir las causas: se debe encontrar la causa raíz para de esta forma saber cómo eliminar la falla en el proceso, para obtener una mejor visión de la fuente se puede realizar un diagrama de causa efecto o espina de pescado (Ishikawa).

Paso 7 Lista de los controles actuales: cuando hablan de controles son aquellos elementos que detectan o previenen las fallas.

Paso 8 Calcular el número de prioridad de riesgo: en esta fase se prioriza los riesgos según su efecto (consecuencia) usando 3 índices, índice de gravedad, de detección y de ocurrencia, para el índice de gravedad dice que toda causa con el mismo efecto posee la misma gravedad, el índice de detección es la parte se identifica el defecto o falla, y el índice de ocurrencia es la sección donde se mide la probabilidad de que ocurra el accidente.

Paso 9 Decidir acciones de mejora: para esta fase se debe proponer acciones para disminuir los índices de gravedad, detección y ocurrencia con acciones preventivas.

Paso 10 Revisar situación de mejora: una vez que se han realizado las acciones de mejora se recalcula el número de prioridad de riesgo. El objetivo es obtener un número de prioridad de riesgo menor que el original.¹⁶⁶

4.1.1.4 Mapa de riesgos. Esta metodología se usa para ordenar la información que se tiene de los riesgos de las compañías para identificar la magnitud que pueden tener, lo anterior se realiza mediante un esquema o mapa mediante gráficos que representa la calificación de los riesgos o datos que se agrupan en tablas que contienen información de los riesgos como calificación, evaluación, control, es decir información que permita entender los procesos que se realizan en la compañía en términos de los riesgos y sus respectivas acciones de mitigación. El mapa de riesgo se realiza con el fin de proponer estrategias para el manejo de riesgos.¹⁶⁷

Se puede usar el siguiente mapa de riesgos con cinco requisitos por llenar: riesgos, descripción, agente generador, causas y efectos, como se puede observar en el siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.Cuadro 17.**

Cuadro 17. Mapa de riesgo

RIESGOS	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	AGENTE GENERADOR	CAUSAS	EFFECTOS
---------	------------------------	------------------	--------	----------

Fuente: mapa de riesgos Consultado el 20 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <http://www.eafit.edu.co/escuelas/administracion/consultorio-contable/Documents/Nota%20de%20clase%2016%20Mapa%20de%20Riesgos.pdf>

Sin embargo, se puede usar el mapa de riesgos que tiene el Ministerio de Minas y Energías de Colombia (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA) y lo hacen mediante el siguiente **Cuadro 18.**

Cuadro 18. Mapa de riesgo del Ministerio de Minas y Energía

PROCESO	TEMÁTICA	TEMÁTICA RESPON-SABLE	RIESGO CLASIFICACIÓN	RIESGO	RIESGO CONTROLES	ACCIÓN	SEGUIMIENTO
---------	----------	-----------------------	----------------------	--------	------------------	--------	-------------

¹⁶⁶AEC. El método AMFE como herramienta de prevención. Consultado el 20 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: https://www.aec.es/c/document_library/get_file?uuid=e6db4f3f-ac71-45fb-84d6-7f0e7c6665f7&groupId=10128

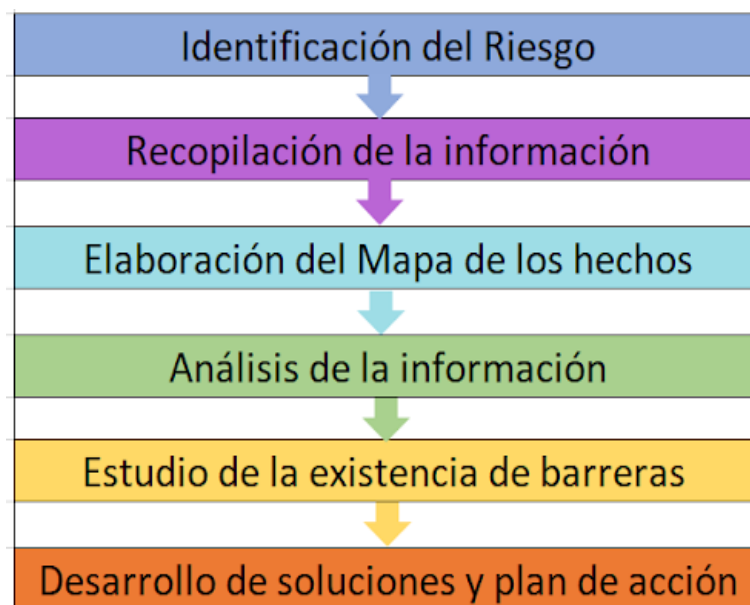
¹⁶⁷MEJÍA, R., Mapas de riesgos. doi:

<http://www.eafit.edu.co/escuelas/administracion/consultorio-contable/Documents/Nota%20de%20clase%2016%20Mapa%20de%20Riesgos.pdf>

Fuente: MAPA DE RIESGOS-AGOSTO 2017 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. [en línea] Consultado el 20 de septiembre de 2018 Disponible en: https://www.Ministerio de Minas y Energia.gov.co/documents/10192/23915600/130917_mapa_riesgos_0817.pdf/1beca121-e90b-43dc-a011-a253271630bd

4.1.1.5 Análisis causa raíz. Es una metodología usada para analizar los riesgos en las operaciones, se caracteriza por tener la capacidad de encontrar el origen de las causas de eventos no deseados. Esta metodología se usa con el fin de evitar incidentes o fallas, por otra parte, es efectivo para lograr mejoras en las condiciones de seguridad industrial, de los equipos y el personal, para reducir los tiempos no productivos. En la siguiente **Figura 36** se muestra los pasos para realizar esta metodología.

Figura 36. Pasos para el Método de Análisis Causa Raíz



Fuente: CHACON, DIANA. Propuesta de un plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas de circulación en la perforación de los pozos A y B en el campo Castilla de Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

- **Identificación del riesgo:** en este paso se determina aquellos riesgos que afectan la integridad de las operaciones, teniendo en cuenta impacto y frecuencia.
- **Recopilación de la información:** después de identificar los eventos se debe recolectar información relacionada a los riesgos en aspectos de producción, ambiental, costos, seguridad, etc.

- Elaboración del mapa de los hechos: en este paso se debe realizar un mapa de sucesos o eventos en orden cronológico.
- Análisis de la información: una vez se han realizado el mapa de hechos, es necesario tener identificado la causa fundamental que provoca los efectos, se determina la causa principal para enfocar las estrategias de mitigación y prevención. Este se puede analizar mediante diagramas o esquemas que permitan agrupar la información como lo es el Árbol de fallas, diagrama Ishikawa o espina de pescado, o diagrama de interacción.
- Estudio de la existencia de barreras: una forma de realizar este paso es mediante un diagrama de queso suizo o modelo de Jame Reason, con el fin detectar los eventos, detectar y prevenir los incidentes¹⁶⁸
- Desarrollo de soluciones y plan de acción: finalmente, se plantean las soluciones y planes correctivos, con el fin de fortalecer las barreras que pudieron tener fallas.

4.2 DEFINICIÓN DEL RIESGO

Según la ISO 31000 – 2011, norma internacional que suministra los principios y directrices acerca de la gestión del riesgo, se define como, un efecto de la incertidumbre sobre los objetivos propuestos, dando a lugar a dos elementos, el primero con efectos positivos conocidos como oportunidades y el segundo con efectos negativos como amenazas. Estos se caracterizan por eventos potenciales y consecuencias.¹⁶⁹

El efecto positivo o negativo en el objetivo del proyecto que se quiere realizar, si se produce, se ve como incertidumbre. La incertidumbre se define como una probabilidad desconocida de ocurrencia de un evento afectando los costos, el tiempo y la calidad del proyecto.

El riesgo incluye tres elementos: el evento o incidente el cual se quiere reducir o modificar su grado de ocurrencia, los múltiples factores causales asociados con la ocurrencia del evento, y los efectos cuando este ocurre.

¹⁶⁸ FUNDACIÓN AGUSTÍN DE BETANCOURT. Metodología y técnicas analíticas para la investigación de accidentes de trabajo. Consultado el 23 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <https://www.diba.cat/documents/467843/96195101/manual-investigacion-accidentes-irsst-2016.pdf/256dbe78-6cdb-4f1d-ac3f-c3cb04aa1d55>

¹⁶⁹NTC-ISO 31000. Norma Técnica Colombiana. Gestión del Riesgo. Principios y directrices. 2011. [en línea] Disponible en: https://sitios.ces.edu.co/Documentos/NTC-ISO31000_Gestion_del_riesgo.pdf

4.2.1 Tipos de riesgo. En las plataformas petrolíferas existen diferentes riesgos que están presentes en todas las operaciones, desde el lugar donde se realiza hasta la gestión del personal, pueden haber riesgos según la profundidad (somero o profundo), cuando se realizan pruebas o muestreo del subsuelo, en el transporte de herramientas que requiere el pozo o transporte de suministros, en la base de apoyo donde se asientan las válvulas preventoras y se comunica con la plataforma, en la parte humana es decir en términos de gestión y seguridad del personal, y por último se tiene el riesgo en términos ambientales.¹⁷⁰

4.2.2 Características del riesgo. El riesgo de un derrame de hidrocarburos causado por un influjo en alta mar u offshore, se caracteriza por el grado de impacto en cuanto a la contaminación al medio ambiente y la dificultad de mitigarlos al ser locaciones de difícil acceso, ya sea por vías marítimas o aéreas. En las plataformas petrolíferas debido a que tienen un espacio limitado, todas las herramientas poseen un mayor riesgo operativo y técnico a diferencia de las operaciones en tierra.¹⁷¹

4.3 GESTIÓN DE RIESGOS

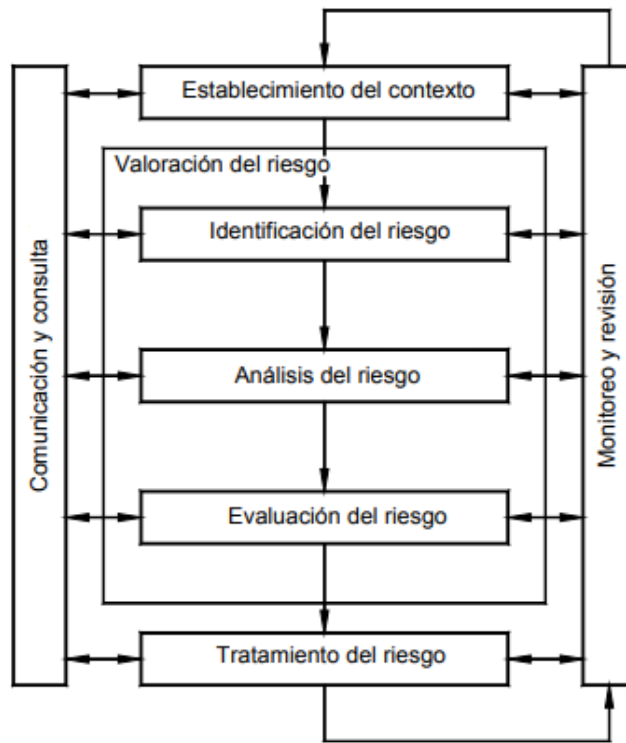
Son las actividades coordinadas para dirigir y controlar los procesos de un proyecto, reduciendo los riesgos y haciendo uso de un buen manejo de desastres con el propósito de contribuir a la seguridad, bienestar y calidad de vida de las personas y al desarrollo sostenible. En la **Figura 37**, se muestra el proceso por el cual se debe seguir para una adecuada gestión del riesgo.

Según la norma ISO 31000 se requiere seguir una secuencia de pasos para realizar una completa gestión de riesgos, teniendo un orden: comunicación y consulta, establecimiento del contexto, identificación de los riesgos, evaluación del riesgo, tratamiento del riesgo y, por último, un monitoreo y revisión.

¹⁷⁰ECOPETROL, Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos - RAM. [en línea] Consultado el 23 de septiembre de 2018. Disponible en: https://www.ecopetrol.com.co/documentos/49335_ANEXO_28_Uso_Matriz_Valoraci%C3%B3n_de_Riesgos_-_RAM.pdf

¹⁷¹ Características del riesgo. Consultado el 23 de septiembre de 2018 [en línea] Disponible en: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2019%20-%20OK.pdf>

Figura 37. Proceso para la gestión del riesgo según la norma ISO 31000



Fuente: Norma ISO 31000, Gestión del riesgo, principios y directrices.

4.4 SELECCIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA ANALIZAR EL CASO MACONDO.

Para la selección de una metodología se realizará un comparativo entre cinco metodologías con características diferentes, pero con capacidad de ser usadas en el caso de estudio Macondo.

4.4.1 Criterios de selección. Para escoger entre las metodologías de análisis de riesgo se tuvo en cuenta los siguientes criterios.

4.4.1.1 Criterio cualitativo. Este criterio permite tener en cuenta la calificación de la vulnerabilidad no física, es decir la vulnerabilidad social, institucional, ambiental, y otras. Para el caso se usan variables técnicas para caracterizar el medio del caso de estudio.¹⁷²

¹⁷² UNIDAD NACIONAL PARA LA GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRE. Guía para la formulación de los planes Departamentales de gestión de riesgo de desastres (2018) Bogotá, Colombia. Consultado el 30 de septiembre de 2018. [En línea] Disponible en:

4.4.1.2 Criterio Semi-cuantitativo. Es un criterio que combina características cualitativas de algunas variables con algunas cuantitativas en términos de vulnerabilidad o el riesgo, es utilizado cuando se busca un tener un grado de detalle intermedio.¹⁷³

4.4.1.3 Criterio Cuantitativo. Contempla métodos probabilísticos y determinísticos con una alta escala de detalle, a su vez requiere tener información de buena calidad en términos de confiabilidad.¹⁷⁴

4.4.1.4 Criterio de Probabilidad. Este contempla la posibilidad de que ocurra alguna situación que se desea analizar que para el caso es la probabilidad de que suceda un riesgo.¹⁷⁵

4.4.1.5 Criterio de Consecuencia. Este criterio contiene el hecho resultante de una actividad que inhabilita o fortalece el evento.¹⁷⁶

4.4.1.6 Criterio de Vulnerabilidad. Es el criterio que posee el grado de probabilidad de tener una disminución o pérdida de un elemento o estado durante la actividad o evento.¹⁷⁷

4.4.1.7 Criterio de Seguridad de instalación. En este criterio se evalúa el nivel y capacidad que tienen un sitio o lugar establecido donde se llevan a cabo procesos de determinada compañía. Este criterio para el sector de los hidrocarburos es de gran importancia ya que un fallo en la seguridad desemboca en pérdidas y afectación al personal, daño al nombre de la empresa y en casos especiales al ambiente.¹⁷⁸

En el siguiente **Cuadro 19** se evalúan las cinco metodologías.

https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/27566/planes_departamentales.pdf?sequence=4&isAllowed=y

¹⁷³ Ibid.

¹⁷⁴ Ibid.

¹⁷⁵ METODOLOGIA DE ANALISIS. Zonificación de Amenaza y Riesgo. Consultado el 30 de septiembre de 2018. [En línea] Disponible en:

[http://www.erosion.com.co/presentaciones/category/14-libro-deslizamientos-y-estabilidad-de-taludes-en-zonas-tropicales-jaime-suarez.html?download=150:232-11-](http://www.erosion.com.co/presentaciones/category/14-libro-deslizamientos-y-estabilidad-de-taludes-en-zonas-tropicales-jaime-suarez.html?download=150:232-11-zonificaciondeamenazayriesgo)

[zonificaciondeamenazayriesgo](http://www.erosion.com.co/presentaciones/category/14-libro-deslizamientos-y-estabilidad-de-taludes-en-zonas-tropicales-jaime-suarez.html?download=150:232-11-zonificaciondeamenazayriesgo)

¹⁷⁶ ESTRUCPLAN. Los riesgos laborales en el a actividad petrolera. (2009) Consultado el 30 de septiembre de 2018. [En línea] Disponible en; <http://estrucplan.com.ar/articulos/los-riesgos-laborales-en-la-actividad-petrolera/>

¹⁷⁷ Ibid.

¹⁷⁸ SEGUROS SURA. Columna vertebral del sector hidrocarburos. (2013) [En línea] Disponible en: [https://www.sura.com/estrategiasComerciales/documentos/Columna-Vertebral-Sector-](https://www.sura.com/estrategiasComerciales/documentos/Columna-Vertebral-Sector-Hidrocarburos.pdf)

[Hidrocarburos.pdf](https://www.sura.com/estrategiasComerciales/documentos/Columna-Vertebral-Sector-Hidrocarburos.pdf)

Cuadro 20. Metodologías de análisis y evaluación de riesgos clasificados por criterios

Metodologías De Análisis Y Evaluación Del Riesgo	Cualitativo	Semi - Cuantitativo	Cuantitativo	Probabilidad	Consecuencia	Vulnerabilidad	Seguridad De Instalaciones	Criterios	Ventajas	Desventajas
MOSSLER		X		X	X	X	X	Personas e instalaciones	Posee 6 criterios para analizar el riesgo, que se evalúan posteriormente de forma semi cuantitativa	No contempla las causas del peligro
RAM		X		X	X			Salud personas, instalaciones y herramientas	Clasificación del riesgo según probabilidad y magnitud dando una valoración más precisa	No contempla las causas del peligro
AMFE			X	X	X	X	X	Proceso de producto, servicio	Contempla las causas del peligro	No incorpora en ningún aspecto una calificación numérica del riesgo
MAPA DE RIESGOS	X				X	X	X	Personas e instalaciones	Incorpora las causas y efectos	No posee una valoración numérica
ANALISIS CAUSA RAIZ	X				X	X	X	Proceso de un producto o servicio, salud personas e instalación	Desde la definición del riesgo incorpora las causas raíz, también hace una revisión sobre que barreras posee el sistema de operación	No posee una valoración numérica
METODOLOGÍA PROPUESTA	X	X		X	X	X	X	Procesos de una producción, personal, salud, instalaciones, herramientas	Contiene las causas raíz, revisión de sucesos, revisión de barreras de un sistema, y clasificación del riesgo según probabilidad y magnitud de daño que da mayor precisión al análisis de riesgos	-

Fuente: VILLARREAL, DAVID. "Sistemas de Gestión y Metodologías para Análisis y Evaluación de Riesgos de Seguridad". Universidad Militar Nueva Granada. 2017 [en línea] Disponible en: <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/10654/16632/1/VillarrealRugelesDavidOswaldo201>

Se recopilaron las metodologías más usadas en el sector de hidrocarburos y afines, y en su evaluación de acuerdo a ciertos criterios se determinó que no había una que los cumpliera todos a cabalidad, es por esto que se seleccionó el método de Análisis Causa Raíz y RAM, principalmente para formarla.

La recopilación de información se hizo con la metodología matriz RAM debido a que esta incorporaba el componente cuantitativo en la identificación del riesgo, junto con la recolección de varios informes y reportes y una posterior evaluación y selección de 248 riesgos en plataformas costa afuera, se sesgo a 28 riesgos que causan un influjo, y con los seleccionados se realizó en análisis en un diagrama de espina de pescado y un diagrama de barrera o queso suizo¹⁷⁹.

El método de análisis causa raíz tiene la estructura y forma en la que analiza los riesgos es ordenada y acorde a lo que se necesita para el caso de estudio, cabe resaltar que los informes, reportes y documentos que tratan el evento de Macondo, lo presentan como una serie de sucesos, por lo tanto el método de análisis causa raíz es apropiado teniendo en cuenta que primero identifica el incidente, después se realiza una recopilación de información importante, luego se realiza un mapa o cadena de sucesos, porque mediante este, se tiene en perspectiva del desarrollo del accidente desde su etapa de diseño hasta culminar con el tapón final.

Posterior a esto, se presenta una herramienta para analizar las causas y ver el efecto principal que para el caso Macondo fue un reventón o blowout. Este análisis de información se presenta mediante un diagrama Ishikawa o espina de pescado, debido a que contiene y expone los principales efectos que conllevan a la presencia de influjos.

El penúltimo paso se presenta con ayuda de un diagrama de queso suizo, ya que permite entender la relación entre los factores críticos y las barreras que tenían en el caso de estudio, y finalmente se presentan recomendaciones para prevenir los reventones en plataformas petroleras costa afuera¹⁸⁰.

¹⁷⁹HSEC. Modelo del queso suizo: Combatiendo errores latentes. Consultado el 30 de septiembre de 2018. [En línea] Disponible en: <http://www.emb.cl/hsec/articulo.mvc?xid=964&edi=42&xit=modelo-del-queso-suizo-combatiendo-errores-latentes>

¹⁸⁰FUNDACIÓN AGUSTÍN DE BETANCOURT. Metodología y Técnicas analíticas para la investigación de accidentes de trabajo. (2016) Consultado el 30 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.diba.cat/documents/467843/96195101/manual-investigacion-accidentes-irsst-2016.pdf/256dbe78-6cdb-4f1d-ac3f-c3cb04aa1d55>

4.4 ANALISIS CAUSA RAIZ PARA EL CASO DE ESTUDIO MACONDO

En esta presente sección del trabajo se encuentra el análisis causa raíz como se describió en el capítulo anterior, el análisis causa raíz es para el evento de influjo en el pozo Macondo.

4.4.1 Identificación del riesgo. Se identificaron los riesgos para el caso de estudio, el evento que causó el accidente en Macondo según las causas descritas en el Capítulo 3 fue un influjo. En términos generales lo sucedido en Macondo fue una explosión causada por un influjo no controlado, que también se conoce como reventón o blowout. Se seleccionaron 28 riesgos de 248 riesgos que según la matriz RAM se pueden presentar durante la perforación offshore, siendo los más representativos para la prevención y control de un influjo (blowout), los cuales se categorizaron según el tipo de actividades en la operación de perforación.

En el proceso de identificación de los riesgos del evento ocurrido en Macondo, se requirió del uso de la matriz de valoración de riesgo RAM ya que interpreta los niveles de riesgos de manera cualitativa. También se pueden trabajar aspectos como gestión social, seguridad física, diseño de instalaciones, planeación, mantenimiento, entre otros, y con ayuda de la recopilación bibliográfica para lograr la identificación de los riesgos para el caso Macondo.

Se presentan las categorías a continuación con sus respectivos riesgos:

- Operaciones Técnicas: cementación, tipo y material de revestimiento, diseño de pozo, manipulación de las válvulas preventoras, corridas de revestimientos, viajes de tubería y operaciones bajo balance.
- Pruebas y muestreo: corrida de registro CBL e integridad de los equipos.
- Riesgos en Fondo: pérdidas de circulación, integridad en la zapata del revestimiento, anomalías, estabilidad del pozo, gradiente de presión de poro e incertidumbre.
- Respuesta de Emergencia: influjo, gas inflamable y líquido inflamable.
- Seguridad del personal: muerte, explosiones y escape de gas.
- Estado mecánico del pozo: integridad y diseño del cabezal de pozo.
- Factores geográficos: huracanes.
- Administración: respuesta de emergencia en la capacitación del personal y manejo del tiempo.
- Riesgo Ambiental: derrame de crudo.
- Riesgos en superficie: gas somero.

A continuación, se muestra el **Cuadro 21** que indica la causa y evento de los riesgos que se tuvieron presentes en el caso de Macondo.

Cuadro 21. Identificación de peligros y análisis de riesgos en la etapa de perforación

Identificación De Peligros Y Análisis De Riesgos En La Etapa De Perforación			
#	Riesgo	Causa	Efecto
1	Cementación	Falta de limpieza del hoyo, lodo remanente, formaciones friables	Tubería de cementación en el hoyo, Lesiones
2	Integridad en el revestimiento	Tipo y material de la tubería inadecuados para soportar las presiones litostáticas y aislar la formación. Oxidación, tuberías desgastadas.	Agujeros en el revestimiento, Filtraciones de petróleo y/o gas en el suelo marino
3	Diseño de pozo	Caracterización geológica o incursión en un nuevo campo.	Tiempos no productivos, costos no programados, percances durante la operación.
4	Corrida de registro CBL	Interpretación errada bien sea por mal posicionamiento del sensor o factores que afectan la lectura, equipo mal calibrado	Lesiones personales, Muerte, Tiempos de inactividad, Pérdidas financieras
5	Pérdidas de circulación	Formaciones altamente permeables, cavernas	Control de pozos, presencia de H2S, Costosas pérdidas de lodo
6	Influjo	Pérdidas de circulación, inadecuado fluido de perforación para sostener la presión litostática, inapropiados equipos de bombeo, corridas de tubería a altas velocidades	Pérdida del taladro, muerte, personal lesionado, tiempos de inactividad
7	Muerte	Influjo descontrolado del pozo	Pérdidas humanas y financieras. Afectación a la reputación de la industria.

Cuadro 21 (Continuación)

Identificación De Peligros Y Análisis De Riesgos En La Etapa De Perforación			
8	Gas inflamable	Presencia de gases con propiedades de bajo punto de ignición en el sitio de perforación no controlados.	Quemaduras, Incendios, Muerte
9	Líquido inflamable	Presencia de líquidos inflamables con bajo punto de ignición en el sitio de perforación no controlados.	Quemaduras, Incendios, Muerte
10	Manipulación de las válvulas preventoras	Certificaciones vencidas de los equipos, falta de calibración.	Abandono de las BOP, Daños en las columnas y el cabezal de pozo
11	Integridad y diseño del cabezal de pozo	Un mal diseño de cabezal de pozo evita controlar las presiones de los anulares.	Filtraciones, flujo descontrolado de hidrocarburos, fugas, problemas de well control.
12	Integridad en la zapata del revestimiento	Asentamiento o posicionamiento a una profundidad inadecuada de la zapata.	Patadas de pozo, Tiempos de inactividad
13	Huracán	Cambios repentinos del clima	Daños en el equipo, Cese de operación, Lesiones/Muerte
14	Anomalías	Falta de caracterización geológica	Colapso del hoyo, Cavernas, Pega de tubería, Tiempos de inactividad, Pérdidas financieras
15	Corridas de revestimientos	Altas velocidades en la corrida de revestimiento	Lesiones personales, Daños en los equipos, Tiempos de inactividad
16	Viajes de tubería	Efecto de suabeo en el pozo por vaciamiento.	Influjo de pozos, Lesiones personales, Daño de equipos, Tiempos de inactividad

Cuadro 21 (Continuación)

Identificación De Peligros Y Análisis De Riesgos En La Etapa De Perforación			
17	Operaciones bajo balance	Presiones de poro por encima de la presión hidrostática del pozo, presiones anormales.	Pérdida de control de pozo, Lesiones personales, Incendios, Muerte
18	Integridad de equipos	Falta de calibración, mantenimiento y certificaciones al día de los equipos.	Falla de equipos, Tiempos de inactividad
19	Respuesta de emergencia	Falta de capacitación al personal y tiempos de respuesta.	Lesiones personales, Muerte, Daños a la propiedad
20	Explosión / Fuego	Sustancias inflamables entran en contacto con chispas o altas temperaturas.	Lesiones al personal, Muerte, Daño en los equipos, Tiempos de inactividad
21	Escape de gas	Fuga en las barreras mecánicas o secundarias del pozo.	Pérdida del taladro, Muertes, Personal lesionado, Tiempos de inactividad
22	Derrame de crudo	Fallo de las válvulas preventoras BOP y equipos de control de pozo.	Daño ambiental, Imagen pública negativa
23	Gas somero	Formaciones presurizadas	Flujos de gas, incendios, daños en los equipos, tiempos no productivos, lesiones, muerte
24	Estabilidad en el hoyo	Formaciones cavernosas	Colapso del hoyo, cavernas, pegas de tubería, tiempos de inactividad
25	Manejo del tiempo	Planeación	Lesiones, Muerte, Operaciones demoradas, Pérdidas financieras
26	Gradientes de Fractura	Desconocimiento de la profundidad y/o presión de poro de la formación	Pega de tubería, tiempos de inactividad, pérdidas financieras

Cuadro 21 (Continuación)

Identificación De Peligros Y Análisis De Riesgos En La Etapa De Perforación			
27	Gradiente de Presión de Poro	Desconocimiento por la secuencia de depositación y erosión de la columna estratigráfica	Pega de tubería, tiempos de inactividad, pérdidas financieras
28	Incertidumbre	La toma de datos de manera incorrecta genera irregularidades en la etapa de perforación.	Pega de tubería, tiempos de inactividad, pérdidas financieras

Fuente: Elaboración Propia con base en Matriz de riesgos.

4.1.2 Evaluación de los riesgos. En el análisis causa raíz en la etapa de identificación del riesgo como bien se mencionó anteriormente se incorporó la metodología RAM solo para la parte de identificación del riesgo. En la siguiente parte se describe como es el funcionamiento de la parte cuantitativa de la Matriz RAM.

Para la evaluación de los riesgos, se tiene la calificación, obteniendo el puntaje de nivel de riesgo con el producto de la probabilidad de ocurrencia y la magnitud del daño.

Ecuación 6. Nivel de riesgo

$\text{Nivel de Riesgo} = \text{Probabilidad de ocurrencia} * \text{Magnitud del daño}$

La probabilidad de ocurrencia se define como el número de veces que un evento en particular ocurre en un tiempo determinado y se da en días, y la magnitud del daño se da en unidades económicas en dólares de posibles reparaciones y mantenimiento de equipos y en el valor que se puedan encontrar evaluados. En El **Cuadro 22**, se clasifica la probabilidad de ocurrencia de los riesgos del caso de estudio.

Cuadro 22. Clasificación de la probabilidad de ocurrencia

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		
Término de Probabilidad	Frecuencia de ocurrencia	Número de probabilidad
Poco Probable	>1 mes	1
Probable	1 semana - 1 mes	2
Muy Probable	1 día - 1 semana	3
Casi seguro	<=1 día	4

Fuente: Elaboración Propia con base en Matriz de riesgos.

En el **Cuadro 23**, se clasifica la magnitud del daño o severidad de los impactos de los riesgos del caso de estudio.

Cuadro 23. Clasificación de la Magnitud del daño

Magnitud De Daño		
Término de Impacto	Impacto en los costos	Número de Impacto
Muy Bajo	<\$100,000 US	1
Medio	\$100,000 - \$1,000,000 US	2
Alto	\$1,000,000 - \$10,000,000 US	3
Muy Alto	>\$ 10,000,000 US	4

Fuente: Elaboración Propia con base en Matriz de riesgos.

En el **Cuadro 24** se muestra la calificación o puntaje final se clasifica de igual manera, arrojando el grado de riesgo.

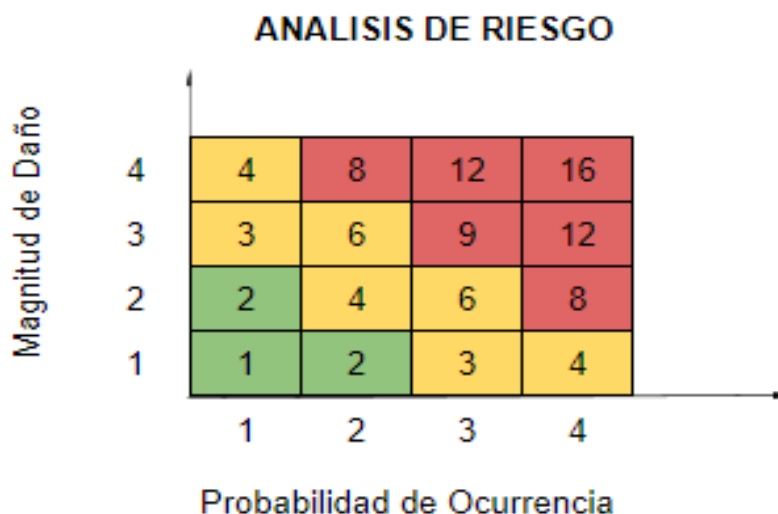
Cuadro 24. Clasificación del nivel de riesgo de acuerdo a su evaluación

Nivel de Riesgo	Descripción del riesgo	Puntaje del nivel de riesgo
Riesgo Alto	El riesgo requiere acción inmediata. No debe ser una limitación el costo y se debe realizar acciones correctivas. Es una situación de emergencia.	8 - 16
Riesgo Medio	El riesgo debe ser reducido y se puede dar una investigación. Se debe realizar una acción correctiva en un tiempo menor a 60 días. Se debe reducir el riesgo en el menor tiempo posible.	3 - 6
Riesgo Bajo	El riesgo es significativo y se requiere de acciones programadas. El riesgo no es de alto impacto por lo que se puede corregir en un tiempo mayor a 60 días.	1 - 2

Fuente: Elaboración Propia con base Matriz de riesgos.

Finalmente, la matriz de análisis de riegos es de 4x4 incorporando dos componentes, teniendo en el eje Y magnitud de daño y en eje X probabilidad de ocurrencia. Ver **Figura 38**.

Figura 38. Matriz de Análisis de riesgos 4X4 para el caso de estudio Macondo



Fuente: Elaboración Propia con base Matriz de riesgos.

4.4.3 Recopilación de la información. Después de identificar los riesgos, el siguiente paso es la recopilación de la información, que consiste en buscar la información que contenga las fallas operativas e impactos causados, lo anterior se puede obtener de las declaraciones o informes, para buscar información y no para buscar culpables, la información hallada permite respaldar el análisis causa raíz.¹⁸¹ Se busca información como estado mecánico del pozo Macondo que posee información de tipo de tubería, diámetro de tubería, profundidad de cada sección, y tipo de lodo que se usó.

4.4.4 Elaboración del Mapa de hechos. Después de realizar la revisión de la información, se debe hacer un diagrama o esquema que permita mostrar los sucesos para entender mejor el caso de estudio y observar de forma esquemática. En el siguiente **Cuadro 25**, se observa en qué aspecto pudo tener una falla o de qué operación hacía parte la actividad que realizaron.

¹⁸¹CHACON, Diana. Fundación Universidad de América. Propuesta de un plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas de circulación en la perforación de los pozos A y B en el campo Castilla de Ecopetrol S.A. (2018) Consultado el 30 de septiembre de 2018. [En línea] Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6669/1/5132794-2018-1-IP.pdf>

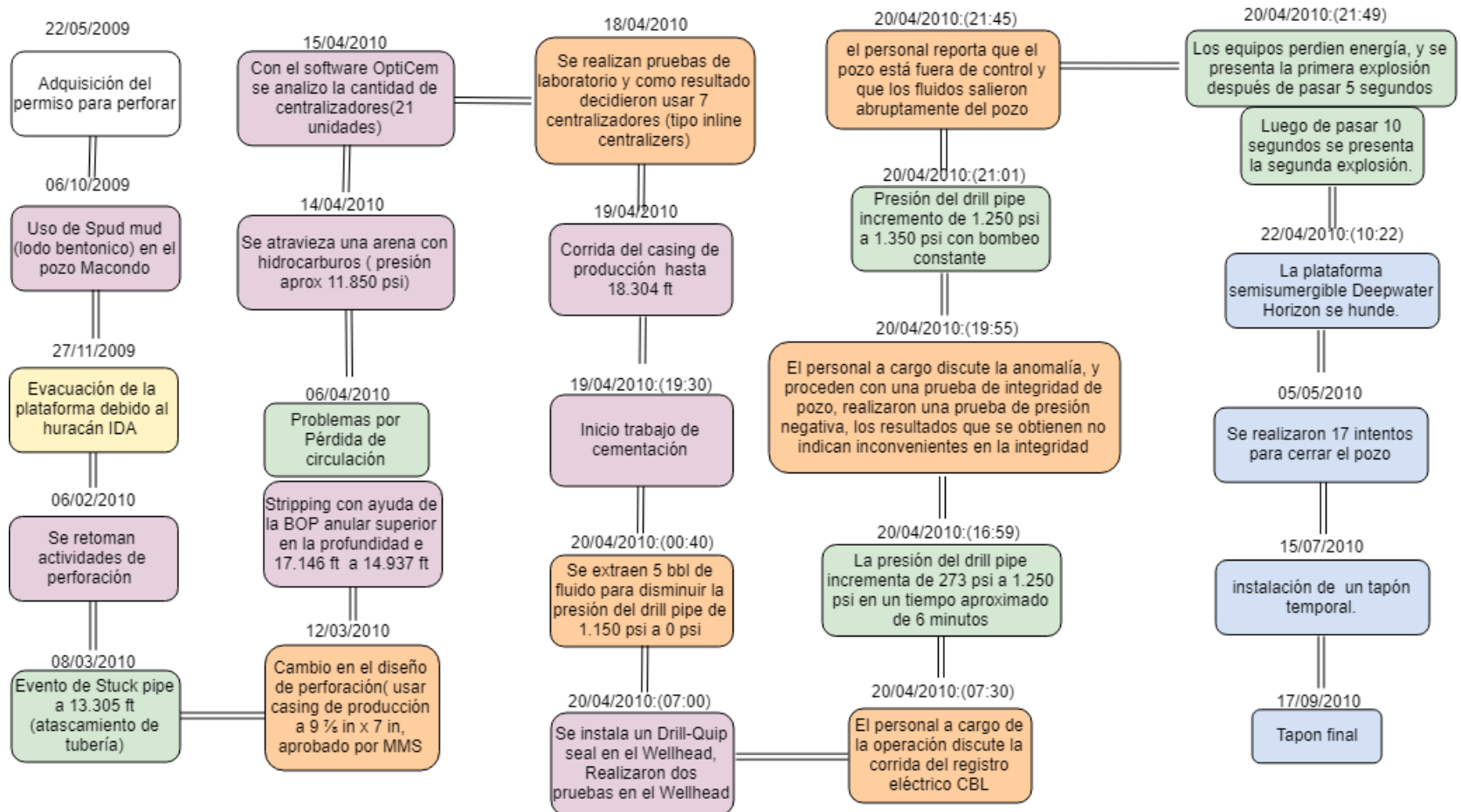
Cuadro 25. Convenciones del mapa de sucesos del caso de estudio Macondo

ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	COLOR
Operación de perforación	Son todas aquellas actividades que se llevan a cabo durante la operación de perforación del pozo.	
Operación de contingencia	Corresponde a aquellas operaciones que se realizan para responder a sucesos o inconvenientes que se presentan durante las operaciones de perforación.	
Fallas técnicas	Acción en la que se presenta un error en el ámbito técnico.	
Fallas Operativas	Actividad que se llevó a cabo con fallas a nivel de operaciones.	
Fallas ambientales	Error que debido a inconvenientes afecta el ambiente.	

Fuente: CHACON, Diana. Propuesta de un plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas de circulación en la perforación de los pozos A y B en el campo Castilla de Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Después se presenta el mapa de hechos en orden cronológico en la **Figura 39**, este abarca información desde la adquisición de permiso de perforación, pasando por los eventos de control de pozo presentados en la profundidad aproximada de 12.147 ft y una descripción detallada del evento de influjo, hasta desencadenar en un reventón, por último, el tapón final.

Figura 39. Mapa de hechos para el caso de estudio Macondo



Fuente: Elaboración Propia

4.4.5 Análisis de la información. El paso cuatro según la metodología de análisis causa raíces identificar las principales causas, una forma esquemática para analizar lo ocurrido en el pozo Macondo es con un diagrama de Ishikawa. Se presentan las principales causas que fueron cinco, relacionadas con el evento de influjo que desencadenó en reventón.

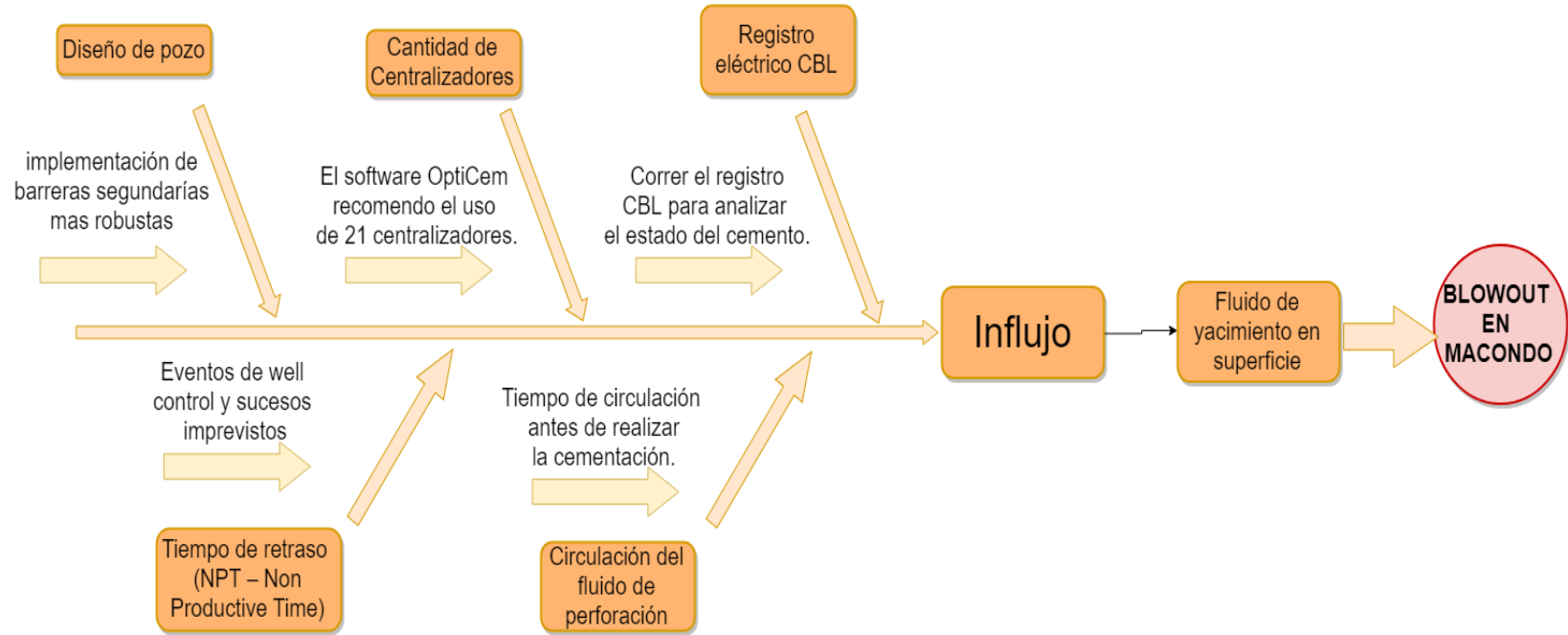
En el diagrama de Ishikawa como primero se presentan las principales causas, una de ellas es el Diseño de pozo que según Gabino se pudo realizar un mejor Diseño de pozo, por lo tanto, sugirió el uso de un liner de 9 7/8 pulgadas que podía ser colgado en el casing de 13 7/8 de pulgada, y se terminará con un casing de 7 pulgadas con el fin de brindar otra barrera protectora. Por otra parte, se presentó un inconveniente en términos de retraso o NPT que fue un factor importante debido que contaban con 43 días de retraso en las operaciones que significaba una suma considerable para la compañía, aproximadamente \$21.500.000 de dólares.

También es importante entender dos factores que llevaron a una causa mayor, primero la cantidad de centralizadores, a medida que se diseñó el programa de cementación y para tener éxito fue necesario realizar un estudio mediante el software OptiCem, que recomendó una mayor cantidad de centralizadores con respecto a los que se usaron para garantizar un buen trabajo, sin embargo otra causa que es igualmente importante a analizar es la circulación del fluido de perforación, debido a que permitirá preparar mejor el pozo para una cementación efectiva.

Y finalmente, y quizás una de las causas más importantes fue la corrida del registro de integridad del cemento, este registro permite tener una visualización de cómo se encuentra la adherencia del cemento y la tubería, en Macondo realizaron una prueba de presión negativa en vez de correr el registro CBL, este registro permite un mapeo de la condición del cemento, con ayuda de este registro se hubiera podido realizar un trabajo de cementación remedial ya que la integridad del cemento se encontraba comprometida.

Las causas mencionadas anteriormente, fueron las que unidas causaron el incidente en Macondo, fue una serie de sucesos como se presentó en el mapa de hechos en la **Figura 40** **Figura 40**. Diagrama de Ishikawa para el caso Macondo culminaron en un influjo descontrolado, y posteriormente en un reventón.

Figura 40. Diagrama de Ishikawa para el caso Macondo

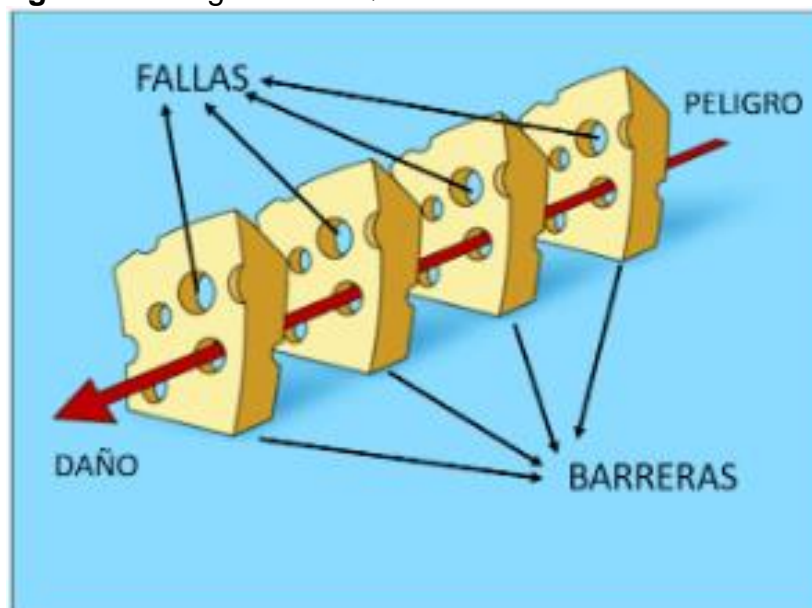


Fuente: Elaboración Propia

4.4.6 Estudio de la existencia de barreras. En esta etapa del análisis, se presenta el modelo de Queso Suizo o modelo de causalidad, este método de análisis de riesgo fue propuesto por Dante Orlandella y James Reason.

El modelo consiste en mostrar de forma esquemática las defensas que tiene una organización que se representan en forma de tajadas de queso, también los trozos de queso tienen orificios que representan debilidades en la barrera, de esta forma cuando se alinean los orificios es la representación de que una falla se puede presentar generando un daño. En la siguiente **Figura 41** se observan las partes de un diagrama de Queso Suizo.¹⁸²

Figura 41. Diagrama de Queso Suizo



Fuente: AZO, RAUL. HSEC. Modelo del Queso Suizo: Combatiendo errores latentes. Consultado el 30 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.emb.cl/hsec/articulo.mvc?xid=964&edi=42&xit=modelo-del-queso-suizo-combatiendo-errores-latentes>. Modificado por los autores

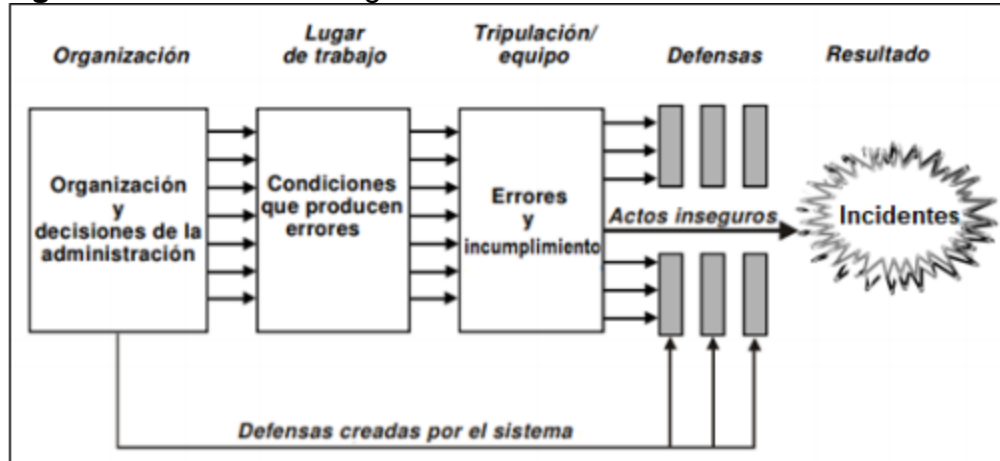
El modelo tiene como objetivo detectar de forma temprana los posibles accidentes, prevenir que ocurran accidentes y proponer acciones de mitigación para disminuir el impacto que puede causar el accidente.¹⁸³

¹⁸² LAZO, RAUL. HSEC. Modelo del Queso Suizo: Combatiendo errores latentes. Consultado el 1 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.emb.cl/hsec/articulo.mvc?xid=964&edi=42&xit=modelo-del-queso-suizo-combatiendo-errores-latentes>

¹⁸³ CHACON, DIANA. Propuesta de un plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas de circulación en la perforación de los pozos A y B en el campo Castilla de Ecopetrol S.A.

Las barreras son los mecanismos que permiten evitar que ocurran accidentes, en la **Figura 42** se muestra las siguientes barreras para tener en cuenta.

Figura 42. Modelo de diagrama de Queso Suizo o modelo de causalidad



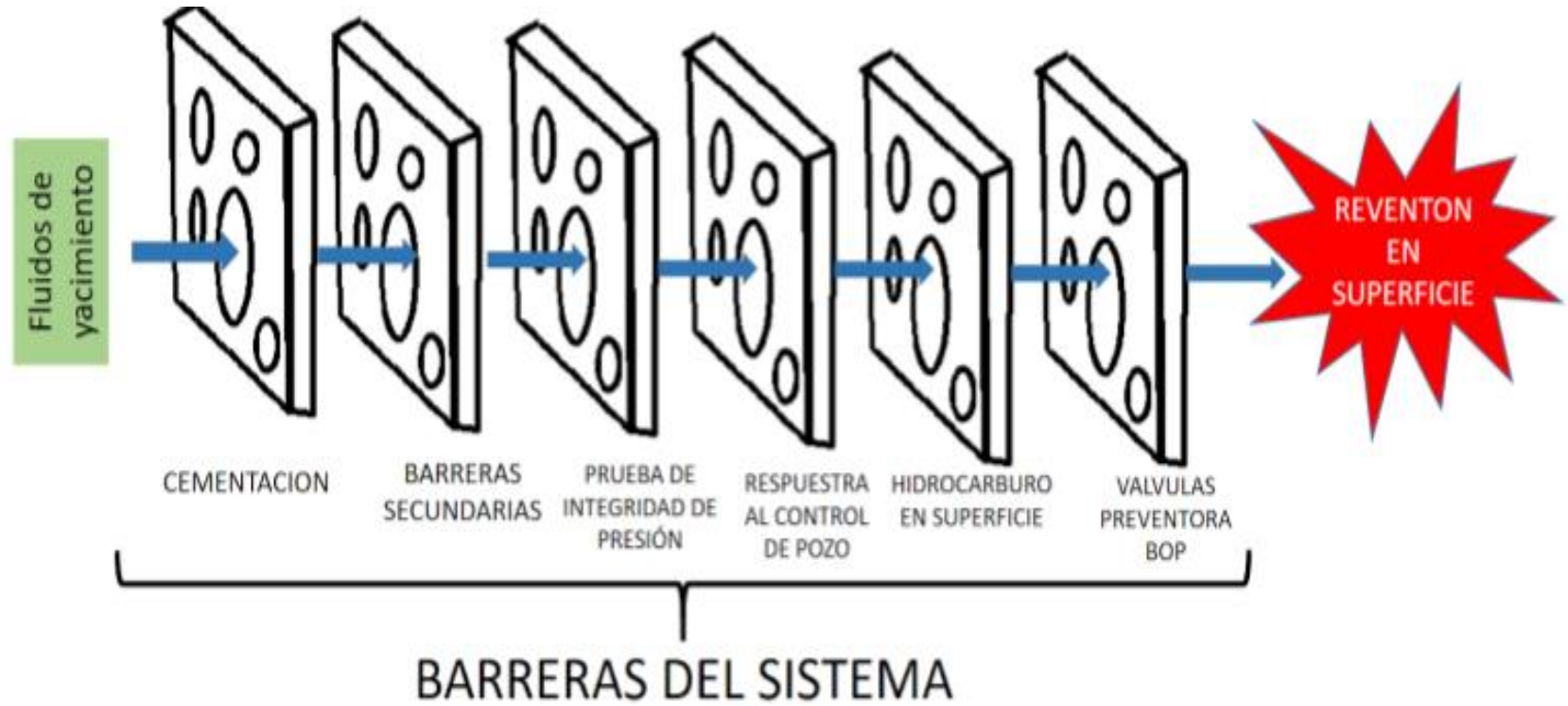
Fuente: ORGANIZACIÓN DE AVIACIÓN CIVIL INTERNACIONAL. Manual de gestión de la seguridad operacional. 2006. Consultado el 1 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.aerocivil.gov.co/autoridad-de-la-aviacion-civil/biblioteca-tecnica/Gestin%20de%20Seguridad/Documento%20OACI%209859%20Primera%20Edici%C3%B3n%202006.pdf>

- **Barrera de organización:** son aquellos aspectos que proceden a la toma de decisiones en el proceso antes del procedimiento.
- **Barrera de lugar de trabajo:** trata sobre las condiciones del sistema de operación
- **Barrera de operación o equipo de trabajo:** es la barrera que trata sobre fallos operativos de equipos o personal.
- **Bloque de defensa:** se puede decir que es un filtro para dejar los errores que contiene el riesgo.

Para el caso de estudio Macondo se propone el modelo de Queso Suizo, como se puede observar en la siguiente **Figura 43** y se presentan cada uno de los componentes que debe contener un modelo de Queso Suizo como lo son barreras, el peligro que para el caso es el fluido de yacimiento que llegue a superficie de forma descontrolada, y la alineación de las fallas de cada barrera que ocasionan un reventón (blowout).

Fundación Universidad de América. (2018) Consultado el 1 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6669>

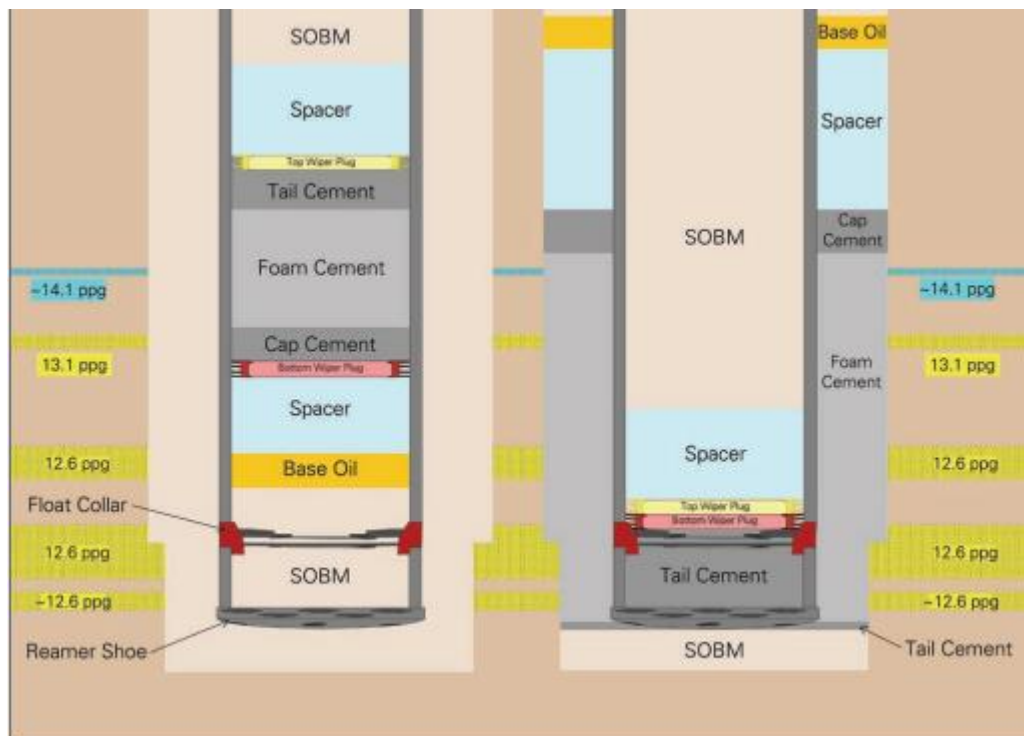
Figura 43. Diagrama de Queso Suizo para el caso Macondo



Fuente: Elaboración Propia

- **Barrera de cementación:** al cementar un pozo o una sección, es de gran importancia que se encuentre en perfectas condiciones para aislar zonas que no se desea que el fluido de yacimiento entre sin ningún control, en el caso de Macondo, se realizó la cementación pero poseía una falla y era el tiempo de circulación del fluido y no se preparó correctamente el pozo antes de realizar esta actividad, por lo tanto la integridad del cemento fue una falla en esta barrera, esto se presenta en la siguiente **Figura 44**, esta fue la forma y los fluidos que usaron para cementar la zona de interés.

Figura 44. Trabajo de Cementación en el pozo Macondo



Fuente: BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. [en línea] septiembre 2010. Disponible en: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/issue-reports/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf

Es importante saber que la mezcla de cemento era con nitrógeno para obtener una suspensión de peso debido al gradiente de la presión de poro.

Después de realizar pruebas de laboratorio, alrededor de 500, concluyeron que los siguientes factores críticos: el lodo no era estable a condiciones de superficie en calidad de espuma (50%), el lodo no era estable a condiciones de fondo en calidad

de espuma (18,5%), poseía un yield point o punto de cedencia bajo para el cemento con espuma de 2 lb/ 100 ft² a 135F.¹⁸⁴

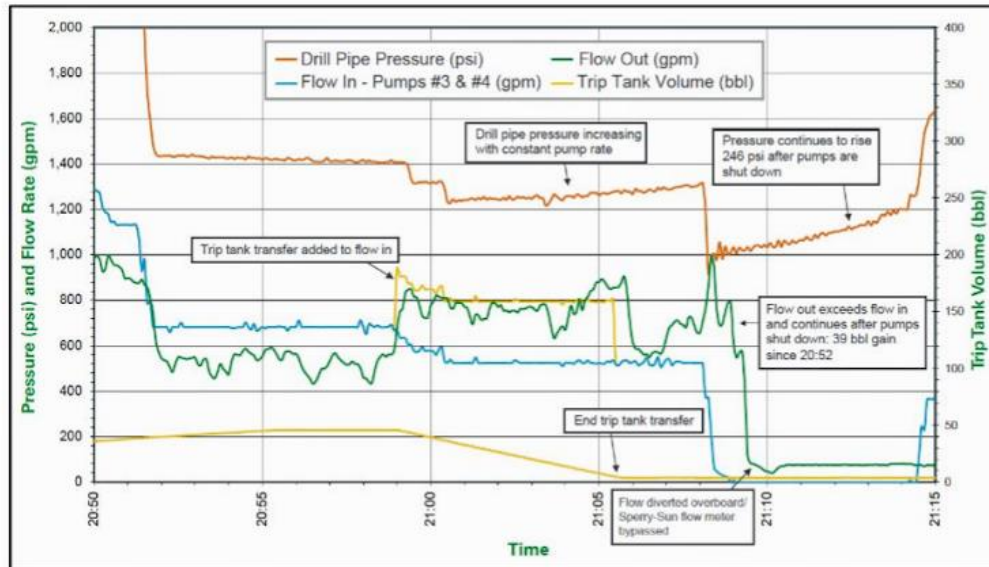
- **Barreras secundarias:** esta barrera trata de aquellas herramientas mecánicas que impiden un descontrol de pozo, en Macondo se presentó el siguiente inconveniente y fue que después de la falla del cemento la siguiente barrera era un Shoe track que es el espacio que queda con cemento contaminado por el fluido desplazante se sitúa entre el Zapato guía (casing guide shoe) y el collar flotador del cemento (Cement Float Collar). Esta barrera fallo y permitió que los hidrocarburos ingresaran al pozo. La falla ocurrió debido a que no hubo una buena cementación y a su vez era de esperar que fallara el Shoe Track.¹⁸⁵
- **Barrera prueba de integridad de pozo:** para revisar cómo se encontraba el cemento decidieron correr una prueba de presión negativa que es una prueba que se hace para revisar la integridad del Shoe Track, Casing y Wellhead mediante el uso de un fluido que es bombeado al pozo y observar si existe una variación de presión lo que indicaría que el pozo no posee un buen aislamiento, esta prueba fue corrida en vez de un registro CBL que permite una visual de cómo se encuentra la adherencia y sello del cemento y la tubería. el fallo ocurrió en que la prueba de presión negativa no arrojó ningún resultado negativo por lo tanto consideraron que la integridad de las barreras estaba intacta, y para el caso sería pertinente correr un registro CBL para dar un diagnóstico más acertado.¹⁸⁶
- **Barrera Respuesta de control:** después de correr la prueba de presión negativa y no encontrar inconvenientes, fue claro que el personal no respondió debido a que no se presentó ningún indicador de que se estaba presentando un evento de influjo. Según la **Gráfica 1. Indicadores de anomalías en el pozo Macondo**, tampoco se observó indicios de influjo ya que no existía variación anormal en los tanques, flujo de la bomba, o presión en la tubería.

¹⁸⁴BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. Consultado el 1 de octubre de 2018. [en línea] septiembre 2010. Disponible: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/issue-reports/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf

¹⁸⁵SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Shoe Track. [en línea] Consultado el 1 de octubre de 2018. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/shoe_track.aspx

¹⁸⁶ibid.

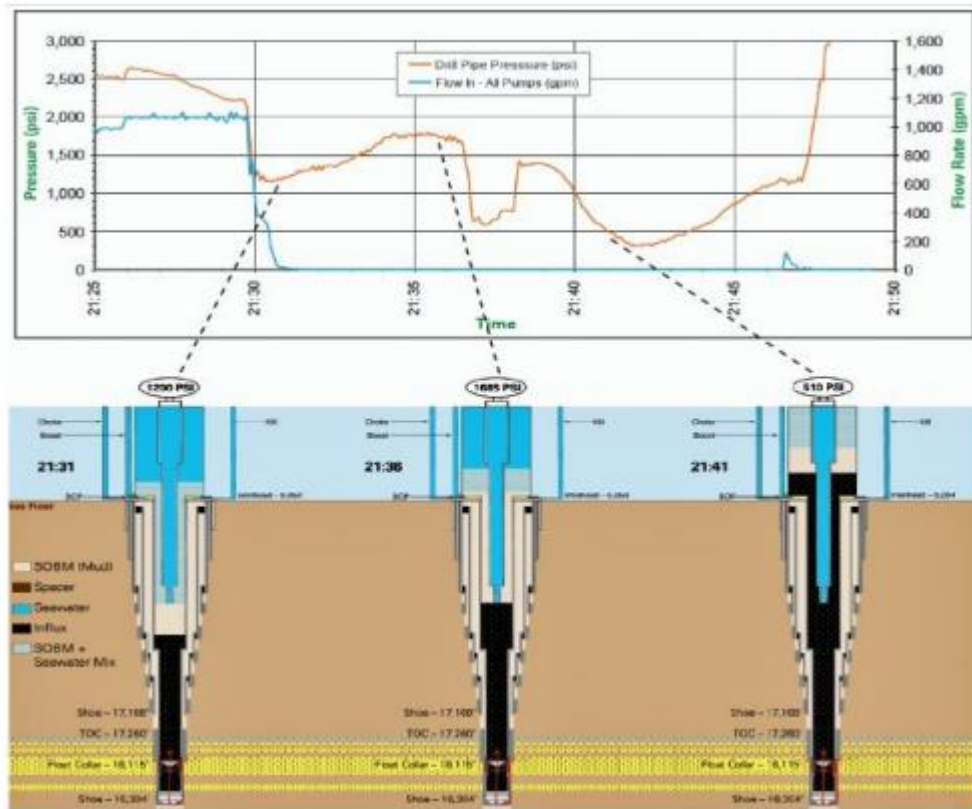
Gráfica 1. Indicadores de anomalías en el pozo Macondo



Fuente: DEEP WATER HORIZON. Lecciones aprendidas.

- **Barrera Hidrocarburos en superficie:** en esta sección fue evidente el incremento abrupto de presión en la presión del Drill pipe, este incremento fue cuestión de segundos para que el influjo se encontrara en superficie y sin que la persona lo sospechara, dicho incremento de presión ocurrió en un tiempo aproximado de 7 minutos, en la **Gráfica 2**. Indicadores de presión durante el ingreso del influjo, se observa como el hidrocarburo entró al pozo y sus respectivos cambios de presión.

Gráfica 2. Indicadores de presión durante el ingreso del influjo



Fuente: DEEP WATER HORIZON. Lecciones aprendidas.

- **Barrera válvulas preventoras BOP:** la última barrera que posee el sistema de control de pozo de Macondo era las válvulas preventoras o BOP, estas válvulas al momento de presentarse el incidente no sellaron el pozo permitiendo así la entrada de hidrocarburos a la plataforma para una después generarse una explosión, es decir que la BOP falló debido a las condiciones de presión y flujo no permitieron cerrar por completo el pozo ya que tenía una configuración de presión hidráulica diferente, y falló en el elemento elastomérico de la preventora anular.

4.4.7 Desarrollo de soluciones y plan de acciones preventivas. En esta sección se plantean soluciones o acciones para prevenir o evitar un accidente, lo anterior se hace con ayuda de barreras bien sea fortaleciendo las ya existentes o creándolas, esto se realiza con el fin de fortalecer el sistema para garantizar las operaciones para minimizar el impacto del accidente o daño.

Las acciones preventivas deberán ser propuestas a partir de un análisis como bien se mostró previamente, que debe contener las causas raíz del incidente y de esta forma lograr proponer de manera correcta las acciones preventivas, para lograrlo se

debe identificar el incidente o problema, determinar causas del incidente, pasar del problema o accidente a proponer un plan de acción, y finalmente revisar que tan efectivo fue o pudo llegar a ser hacer el plan de acción.

4.5 MATRIZ DE ANÁLISIS DE INFLUJOS EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN OFFSHORE

Se realizó un análisis causa raíz para el caso de estudio Macondo, al hacer la identificación de los riesgos y se observaron 15 riesgos asociados a eventos de influjo. A continuación, se mencionan junto con sus recomendaciones en cuanto a acciones preventivas y correctivas. Esta información se incluyó en la matriz de análisis de influjos.

4.5.1 Cementación. Operación con el objetivo de aislar el pozo de la formación y sus fluidos con ayuda de una mezcla de cemento y aditivos.

4.5.1.1 Acciones Preventivas. Para una adecuada cementación primaria se debe tener en cuenta realizar pruebas de laboratorio¹⁸⁷, contar con una viscosidad de la lechada de 10 a 15 Bc y agua libre de un 1,4 % según la norma.

Se debe tener en consideración el tiempo en que se tarda bombear la lechada, soltar tapones y desplazar, para esto, se recomienda tener como factor de seguridad una hora. Para la resistencia a la compresión se debe tener en cuenta de 8, 12 y 24 horas en reposo con condiciones de fondo.

La densidad debe ser igual o superior al fluido de perforación sin superar el gradiente de fractura.

El control de filtrado no debe exceder 200 cm³/30 min, si la formación contiene sal se debe saturar con cloruro de sodio de 20 a 37%, para temperaturas mayores a 230 °F se usa harina de sílice.

Se debe verificar profundidad total de la tubería y peso de la tubería, que se recíproque para tener mejor limpieza en el pozo.

Verificar cantidad de cemento, agua suficiente, identificar tapones de limpieza, desplazamiento en la posición correcta y finalmente revisar la reología del fluido.¹⁸⁸

¹⁸⁷Norma API SPEC 10

¹⁸⁸PEMEX. Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias. Consultado el 15 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en:

http://www.academia.edu/11214463/Gu%C3%ADa_Pr%C3%A1ctica_para_Dise%C3%B1ar_y_Efectuar_Cementaciones_Primarias

4.5.1.2 Acciones Correctivas. Para zonas con pérdidas de circulación, se recomienda localizar el espacio que se encuentra entre el cemento y la tubería, verificar la cantidad de cemento que se bombea, verificar la cantidad de agua e identificar la presión necesaria para inyectar el cemento, es necesario hacer una prueba de inyectividad para determinar a qué presión se debe inyectar el cemento.¹⁸⁹

4.5.2 Revestimiento. Tubería de grandes dimensiones introducida al pozo y posteriormente cementada. Debe tener la capacidad de soportar las fuerzas ejercidas por la formación.

4.5.2.1 Acciones Preventivas. Con el fin de evitar problemas en el diseño de pozo se debe analizar aspectos como: la resistencia a la corrosión, la profundidad, colapso y tipo de conexión. En un ambiente con H₂S se usan tuberías de grado L80-1, C90, T95 y C110, con contenido de CO₂ usar tubería de grado L80 con resistencia a 665 MPa, C90 con resistencia a 621 MPa, T95 con resistencia a 665 MPa, y C110 con resistencia a 758 MPa.

Para pozos profundos se usa tubería de grado 5CT, P110, y Q125, las tuberías ya mencionadas no se recomiendan en pozos con ambiente corrosivo (con H₂S).¹⁹⁰

4.5.2.2 Acciones Correctivas. Es recomendable realizar inspecciones para revisar el estado de la tubería, si presenta fisuras, o problemas de corrosión.

Se deben hacer inspecciones de tipo longitudinal o transversal, de acuerdo con el sentido de las rupturas, de tipo longitudinal mediante una inducción a corriente eléctrica, y transversal con ayuda de una bobina, generando un campo magnético y así detectar fracturas o fisuras en la tubería.¹⁹¹

4.5.3 Diseño de pozo. Es la planeación de la estrategia para la extracción de hidrocarburos.

4.5.3.1 Acciones Preventivas. Se recomienda diseñar el pozo según el perfil geológico y el objetivo al que se quiere llegar.¹⁹²

¹⁸⁹GONZALEZ, Luis. Aplicación de Cementación Remedial para Solucionar Problemas de Producción en Pozos Petroleros. Consultado el 15 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/19720/1/resumen%20freddy%20carlos.pdf>

¹⁹⁰SOVONEX. Grados de Tuberías de Revestimiento API. Consultado el 15 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberia-de-revestimiento-api/grados-de-tuberias-de-revestimiento-api-5ct/>

¹⁹¹ GALVAN, Nayeli. Inspección Tubular: Complemento de una Buena Perforación de Pozos en la Industria Petrolera. (2010) México. Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/inspeccion-de-tuberia-de-perforacion>

¹⁹² TERMINACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS. Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

Se recomienda diseñar el pozo según el perfil geológico y el objetivo al que se quiere llegar.

El revestimiento constituye la principal barrera de protección entre el petróleo y el gas producidos y la formación.¹⁹³

4.5.3.2 Acciones Correctivas. Al momento de presentarse un cambio del Diseño de pozo, se recomienda Revisar el plan de pozo original, las profundidades hasta donde tengan la perforación, Diseño de completamiento, el tipo de tubería y lodo para cada sección.

4.5.4 Corrida de registro CBL. Es el registro el cual permite determinar la calidad de adherencia entre la tubería y el cemento

4.5.4.1 Acciones Preventivas. Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación en cualquier sección del revestimiento intermedio que esté expuesta a zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos. Estos registros deberán ser enviados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con su respectiva interpretación y análisis.¹⁹⁴

4.5.4.2 Acciones Correctivas. La interpretación de registros puede mejorarse si el personal de perfilaje se informa acerca de las actividades de perforación y cementación previas y de las propiedades físicas del cemento.¹⁹⁵

4.5.5 Pérdidas de circulación. Es la disminución del volumen de fluido de perforación hacia la formación.

4.5.5.1 Acciones Preventivas. Colocar la tubería de revestimiento en el intervalo adecuado, de manera que el gradiente de fractura de la formación en la zapata sea suficiente para soportar el cabezal hidrostático requerido para balancear las presiones en las formaciones subyacentes.

El movimiento de la tubería no deberá exceder las velocidades críticas durante los viajes. Debido a que la longitud afecta la magnitud en el cambio de presión de fondo,

¹⁹³ CONOCO PHILLIPS. Integridad de los pozos en tierra. (2018) Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://static.conocophillips.com/files/resources/18-0255-colombia-well-integrity-fact-sheet-final-0.pdf>

¹⁹⁴ Resolución 90341 de 2014

¹⁹⁵ SLB. OILFIELD REVIEW. Evaluación Integral de las Cementaciones. Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/jan16/02_cement_evaluation.pdf

cuanto más profundo sea el pozo, más lenta debe ser la velocidad de introducción de la tubería en el pozo.¹⁹⁶

Es importante controlar la ROP y circular antes de realizar las conexiones, cuando la ECD se aproxima a la presión de fractura.

Mantener la concentración de recortes en el espacio anular por debajo de 4% para minimizar el efecto de los recortes sobre la ECD.

Al arrancar las bombas demasiado rápido, se crea una presión que puede causar una pérdida de circulación, especialmente cuando se interrumpe la circulación en el fondo después de realizar un viaje.

La rotación de la tubería al iniciar la circulación ayudará a romper los esfuerzos de gel y reducirá considerablemente la presión de surgencia.¹⁹⁷

Manteniendo una baja estructura de gel y aumentando gradualmente la velocidad de bombeo, será posible reducir este tipo de presión de surgencia.

El lodo que desarrolla un revoque delgado y resistente es más eficaz para impedir la pérdida de circulación hacia pequeñas fracturas o poros.

La selección correcta del tamaño de los materiales puenteantes ayuda a reducir y eliminar las pérdidas de lodo hacia las formaciones porosas. La selección de estos agentes puenteantes depende de las características de la formación.¹⁹⁸

4.5.5.2 Acciones Correctivas. Se debe tener en cuenta la severidad de la pérdida de circulación, el tipo de operación en el que ocurre y la profundidad.

Si existe una pérdida gradual (<20 Bbl/hr) o parcial (>20 Bbl/hr), se debe minimizar la ROP, reducir el caudal, bajar el peso del lodo, preparar y bombear píldoras con LCM (material para pérdidas de circulación).

Si existe una pérdida total (sin retorno), es necesario preparar y bombear píldoras a base de bentonita considerando la posibilidad de forzar el cemento o correr tubería ranurada expandible.¹⁹⁹

¹⁹⁶PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.academia.edu/11332206/P%C3%A9rdida_de_Circulaci%C3%B3n_P%C3%A9rdida_de_Circulaci%C3%B3n

¹⁹⁷SLB. OILFIELD REVIEW. Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación. Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/spr04/p20_29.pdf

¹⁹⁸SLB. OILFIELD REVIEW. Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] (2015) Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish14/aut14/1_sealing.pdf

¹⁹⁹PDVSA. Pérdidas de Circulación. Consultado el 1 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://es.scribd.com/document/191373497/FEP-U1-1-Introduccion-y-Conceptos-Claves-I>

4.5.6 Influjos. Es el ingreso de fluidos de yacimiento de la formación al pozo productor de forma descontrolada por un desbalance de la columna hidrostática.

4.5.6.1 Acciones Preventivas. Se recomienda identificar el tipo de influjo según el fluido (gas o líquido), pues en caso de estar en presencia de una formación con alta probabilidad de influjos, es necesario aplicar el método de control de pozo de esperar y densificar, en caso contrario, usar el método del perforador, revisando los sistemas de control de pozo, las válvulas preventoras BOP's y alarmas en presencia de gas.

Es importante tener material densificante para preparar el fluido de control. Se recomienda que el personal en la mesa de perforación tenga constante comunicación con los ingenieros encargados en la formulación del lodo de control. Se sugiere extraer la tubería con una velocidad baja para no inducir este fenómeno.²⁰⁰

4.5.6.2 Acciones Correctivas. Revisar el método más apropiado para controlar el pozo y corroborar que el personal tenga claro los roles que debe desempeñar.

Revisar constantemente los indicadores de presión de Drill Pipe y flujo si las bombas se encuentran detenidas.

Evaluar la factibilidad del cierre de las válvulas preventoras, según su función.²⁰¹

4.5.7 Fluidos inflamables. Sustancia que con un punto bajo de inflamación (no excede de 100°F).

4.5.7.1 Acciones Preventivas. Se debe tener en cuenta las etiquetas que los fabricantes colocan sobre los recipientes que contienen líquidos inflamables antes de usarlos o almacenarlos.

Se debe tener orden y limpieza en las áreas de almacenaje de líquidos inflamables. Limpiar inmediatamente cualquier derrame y colocar los paños oleofílicos. Usar sólo recipientes metálicos de seguridad aprobados, o el recipiente del fabricante original para almacenar líquidos inflamables.

²⁰⁰GARCIA, Jhon. Manual Básico de Control de pozo petrolero. (2011) Consultado el 7 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual_control_de_pozo

²⁰¹GARCIA, Jhon. Manual Básico de Control de pozo petrolero. (2011) [en línea] Consultado el 7 de noviembre de 2018. Disponible en: https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual_control_de_pozo

Es necesario tener los medidores de gas calibrados para detectar altas concentraciones de emisiones.²⁰²

4.5.7.2 Acciones Correctivas. La empresa debe establecer políticas acerca del consumo de cigarrillos, también se recomienda el uso e implementación de medidores de gas con sus respectivas alarmas.

4.5.8 Manipulación de las Válvulas preventoras. Uso de las válvulas de seguridad denominadas preventoras en caso de evento de influjo.

4.5.8.1 Acciones Preventivas. El BOP anular debe ser probado con la tubería de menor diámetro a ser utilizada.

Los Pipe Rams (cierre en el espacio anular) de diámetro fijo deben ser probados sólo con la tubería del mismo tamaño de los Pipe Rams instalados.

Los Pipe Rams de diámetro variable deben ser probados inicialmente con las tuberías de mayor y menor tamaño que serán utilizadas durante las operaciones de perforación.

Los Blind Rams (cierre del pozo sin sarta) y Blind Shear Rams (Corte de sarta o tubería) no deben ser probados cuando la tubería se encuentra dentro del BOP. La capacidad de operación de los Shear Rams y Rams deben ser verificadas con el fabricante de los BOP para la sarta de perforación planeada.

Los componentes elastoméricos que han sido expuestos a los fluidos de perforación deben ser verificados por el fabricante del BOP.

Las líneas flexibles del Choke y Kill Lines deben ser probadas para la misma presión, frecuencia y duración que las Rams del BOP.²⁰³

Estandarización de las especificaciones de estranguladores y sistemas de matado, empleados en las operaciones de perforación. Especifica los materiales que se deben emplear y los parámetros de diseño con los que se deben construir.²⁰⁴

El conjunto BOP mínimo para un Pozo, salvo en áreas de comprobada depletación, debe estar compuesto por: 1 BOP de compuertas ciegas. 1 BOP de compuertas para tubería. 1 BOP esférico o anular en la parte superior. Las líneas para desfogar el Pozo deben encontrarse, por lo menos, una entre los controles inferior e intermedio y otra bajo el inferior.²⁰⁵

²⁰²PORTAL DE LA SEGURIDAD, PREVENCIÓN Y LA SALUD OCUPACIONAL DE CHILE. Manejo Seguro de Líquidos Inflamables. Consultado el 7 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: http://www.paritarios.cl/consejos_manejo_seguro_de_liquidos_inflamables.html

²⁰³API RP 53

²⁰⁴API SPEC 16A

²⁰⁵API SPEC 6A

4.5.8.2 Acciones Correctivas. El BOP debe ser totalmente revisado y reparado en taller según las recomendaciones del fabricante. Se debe disponer de la documentación que lo certifique.

4.5.9 Integridad y diseño del cabezal de pozo. Estructura del plan de control de presiones del pozo, que contempla aspectos del sistema como bridas, válvulas, adaptadores y otros componentes.

4.5.9.1 Acciones Preventivas. Estar diseñados para una presión de trabajo superior a la máxima presión anticipada en superficie.

Estar diseñados para una resistencia de pandeo igual o mayor a aquel de la tubería exterior superior a la cual está unida.²⁰⁶

Tener conexiones con resistencia mecánica y rango de presiones compatibles a las correspondientes bridas API o la tubería a la cual será conectada.

Tener resistencia a la compresión adecuada para soportar el peso de las tuberías a ser colgadas.

El cuerpo inferior del cabezal debe ser de brida integral y tener por lo menos una salida lateral para ser usada con brida o pernos prisioneros.²⁰⁷

4.5.9.2 Acciones Correctivas. Garantizar que las válvulas preventoras estén en correcto estado junto con una certificación al día.

4.5.10 Huracán. Fenómeno ambiental que a causa de vientos con alta potencia se presenta de forma cíclica también denominado ciclón tropical o tifón

4.5.10.1 Acciones Preventivas. En plataformas costa afuera es de gran importancia tener un plan de respuesta para eventos por factores geográficos, se recomienda que contemple evacuación del personal, forma de proceder, equipos de evacuación, botiquín y manual de primeros auxilios, medicamentos esenciales, alimentos y líquidos de emergencia.²⁰⁸

4.5.10.2 Acciones Correctivas. En presencia de un desastre ambiental, por ejemplo, un huracán se recomienda evacuar al personal y revisar el plan de emergencias para este tipo de eventos.

4.5.11 Explosión / Fuego. Consecuencia de una falla en el sistema que se presenta de forma violenta, puede estar acompañada de fuego.

²⁰⁶SPEC 6A Especificaciones de Cabezales y válvulas de Pozos.

²⁰⁷DECRETO N. 032-2004-EM. Perú. Consultado el 7 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/per91139.pdf>

²⁰⁸MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. Recomendaciones ante la incidencia de un huracán. Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.snet.gob.sv/ver/seccion+educativa/meteorologia/huracanes/recomendaciones/>

4.5.11.1 Acciones Preventivas. Es de gran importancia tener un plan de emergencia, realizar una capacitación al personal y a su vez tener los equipos de seguridad con su respectiva certificación, por otra parte, es recomendable tener alarmas contra incendios automáticas y por activación manual.²⁰⁹

El personal debe ser entrenado en el combate contra el fuego y la forma de usar los extintores en caso de emergencia, revisar las condiciones de los equipos de combate contra el fuego.²¹⁰

4.5.11.2 Acciones Correctivas. Hacer sonar tres pitos para indicar que es conato de incendio.

Es necesario utilizar equipos de protección personal contra incendios. Se utilizan extinguidores de CO₂ tipo B para líquidos combustibles y C para gases como el butano, propanos, entre otros, para el fuego generado por hidrocarburos.^{211,212}

4.5.12 Derrame de crudo. Vertimiento de hidrocarburo a causa de fallo, accidente o prácticas inapropiadas

4.5.12.1 Acciones Preventivas. Requiere de un plan que contenga los posibles tratos de la emergencia teniendo en cuenta los escenarios más pesimistas. Con el fin de prevenirlos es importante analizar todos los factores y aspectos que afecta de forma favorable o no como lo son la respuesta de las entidades a cargo de los derrames.

Se recomienda realizar un mantenimiento periódico a las herramientas de control para evitar derrames, realizar capacitaciones al personal.²¹³

4.5.12.2 Acciones Correctivas. Cierre automático e inmediato de las válvulas y equipos de bombeo de los ductos.²¹⁴

²⁰⁹ GARCIA, Mateo. Seguridad Contra Incendios en Plataformas Offshore. (2013) [en línea] Disponible en: <https://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/51db26b23dfbd.pdf>

²¹⁰ IDEAM. Manejo de emergencias con sustancias químicas peligrosas. Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/018903/Links/cap3.pdf>

²¹¹ DRUMMOND LTD. Plan Integral de Emergencias. 2009 Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://www.drummondlt.com/wp-content/uploads/G.-T.-INCENDIOS-Y-DERRAMES-EN-EL-TRANSPORTE-COMBUSTIBLES.pdf>

²¹² IDEAM. Manejo de emergencias con sustancias químicas peligrosas. [en línea] Disponible en: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/018903/Links/cap3.pdf>

²¹³ MINAMBIENTE. Guía para la Prevención de Derrames de Hidrocarburos. (2017) Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/26586/Guia_derrame_hidrocarburos.pdf?sequence=1&isAllowed=y

²¹⁴ ACP HIDROCARBUROS. Competitividad del sector: Urgencia Nacional. (2015) Edición No. 14. Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en:

Aviso a la fuerza pública, a la comunidad y a las autoridades regionales y nacionales, de ser necesario y de acuerdo con la magnitud del evento no deseado.

Activación de equipos de control de incendios.²¹⁵

4.5.13 Estabilidad del hoyo. Variación del diámetro original del pozo por causas de las formaciones reactivas.

4.5.13.1 Acciones Preventivas. La mejor manera de mejorar la limpieza del pozo es aumentando los caudales y ejecutando una rotación agresiva de la tubería de perforación. Se recomienda realizar barridos de alta viscosidad cuando la buena limpieza del pozo está en duda. Estos barridos son generalmente realizados con el lodo del sistema activo que ha sido viscosificado mediante adiciones de bentonita, polímeros o Material de Pérdida de Circulación (LCM). En muchos casos se prefiere usar LCM en estos barridos, ya que este material es filtrado en la superficie y no tiene ningún efecto permanente sobre la viscosidad del lodo. Puede que sea necesario controlar la ROP si no se puede lograr una limpieza eficaz del pozo. Aunque esto pueda prolongar el tiempo de rotación, en general su costo será inferior al costo generado por la pérdida de retornos.²¹⁶

4.5.13.2 Acciones Correctivas. Los factores más importantes a tener en cuenta es el diseño de lodo de perforación, un diseño apropiado en el trayecto del pozo (en dirección del esfuerzo mínimo), si se está pasando por una lutita realizarlo en el menor tiempo posible, realizar monitoreos constantes al volumen y tamaño de recortes.²¹⁷

4.5.14 Manejo del tiempo. Se tiene un cronograma para las actividades en la operación de perforación acorde a los costos presupuestados.

4.5.14.1 Acciones Preventivas. Una planeación sólida y que contemple fallos y retrasos durante las operaciones es la mejor recomendación debido a que no siempre se puede calcular de forma correcta los posibles NPT's, se recomienda

<https://acp.com.co/web2017/images/pdf/salaprensa/revista/ACP%20ED14.pdf>

²¹⁵MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución No. 1209 de 2018. Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en:

<http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/55->

[Res%201209%20de%202018.pdf](http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/55-Res%201209%20de%202018.pdf)

²¹⁶PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en:

https://www.academia.edu/11332206/P%C3%A9rdida_de_Circulaci%C3%B3n_P%C3%A9rdida_d

[e_Circulaci%C3%B3n](https://www.academia.edu/11332206/P%C3%A9rdida_de_Circulaci%C3%B3n_P%C3%A9rdida_d)

²¹⁷PÁRAMO, Lilibiana. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio. Universidad Nacional de Colombia. (2016) Medellín, Colombia. Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en:

<http://bdigital.unal.edu.co/53310/1/1075219217.2016.pdf>

realizar un análisis de control predictivo para posibles NPT's en las diferentes etapas del proyecto.²¹⁸

4.5.14.2 Acciones Correctivas. Si se tiene cierta cantidad de NPT's es recomendable hacer un ajuste al presupuesto e identificar las causas y si se contemplaron en la planeación original.²¹⁹

4.6 INTERFAZ DE LA MATRIZ DE ANÁLISIS DE INFLUJOS EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN OFFSHORE

En esta parte del trabajo se explica el paso a paso del funcionamiento de la matriz de análisis propuesta para 14 riesgos que se presentaron en la etapa de perforación del caso de estudio Macondo.

Para dar inicio al análisis de flujo, se debe ir a la hoja "DATOS DE ENTRADA" y seleccionar uno de los riesgos evaluados para offshore. A continuación, se presenta en la **Figura 45**, la ventana principal, para la selección del riesgo.

Figura 45. Datos de entrada en la matriz

The screenshot shows a software interface titled "RIESGOS EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN". At the top, there is a dropdown menu labeled "Seleccione el riesgo:" with a "-" symbol. Below this is a button that says "DE CLICK PARA CONOCER LA DEFINICIÓN DEL RIESGO". Underneath the button, there is a text area labeled "Definición del riesgo seleccionado:" which contains the text "ERROR EN EL RIESGO SELECCIONADO". At the bottom of the main content area is a button labeled "EVALUACIÓN DEL RIESGO". At the very bottom of the interface is a navigation bar with several tabs: "DATOS DE ENTRADA" (highlighted in green), "APLICABILIDAD DEL RIESGO", "CONDICIONES DE APLICABILIDAD", and "NIVEL D ..." followed by a plus sign and a vertical ellipsis.

Fuente: Elaboración Propia

²¹⁸UIS. Impacto del tiempo no productivo en operaciones de perforación y análisis de los datos. Revista Fuentes - El Reventón Energético. Vol. 14 Núm. 2 (2016) Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en:

<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6065>

²¹⁹UIS. Impacto del tiempo no productivo en operaciones de perforación y análisis de los datos. Revista Fuentes - El Reventón Energético. Vol. 14 Núm. 2 (2016) Consultado el 14 de noviembre de 2018. [en línea] Disponible en:

<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6065>

Después de seleccionar el riesgo, dar clic en el botón “Definición del riesgo seleccionado” para conocer el concepto de riesgo como se observa en la **Figura 46**.

Figura 47. Definición del riesgo seleccionado

The screenshot shows a software interface with a dark grey background. At the top, a blue header bar contains the text "RIESGOS EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN". Below this, there is a section titled "Selección del riesgo:" with a dropdown menu showing "Revestimiento". A blue button labeled "DE CLICK PARA CONOCER LA DEFINICIÓN DEL RIESGO" is positioned below the dropdown. Underneath, a box labeled "Definición del riesgo seleccionado:" contains the text: "Tubería de grandes dimensiones introducida al pozo y posteriormente cementada. Debe tener la capacidad de soportar las fuerzas ejercidas por la formación." At the bottom of this section is a grey button labeled "EVALUACIÓN DEL RIESGO". At the very bottom of the screen, a navigation bar shows several tabs: "DATOS DE ENTRADA" (highlighted in green), "APLICABILIDAD DEL RIESGO", "CONDICIONES DE APLICABILIDAD", and "NIVEL D ...".

Fuente: Elaboración Propia

El paso siguiente a observar la definición del riesgo es darle clic en el botón “EVALUACIÓN DEL RIESGO” y se cambiará de hoja a “APLICABILIDAD DEL RIESGO” como se ve en la **Figura 47**.

Después de estar en la hoja “APLICABILIDAD DEL RIESGO” se observan dos botones uno que dice “APLICA” o “NO APLICA”. Como se presenta la **Figura 48**.

Figura 48. Aplicabilidad del riesgo

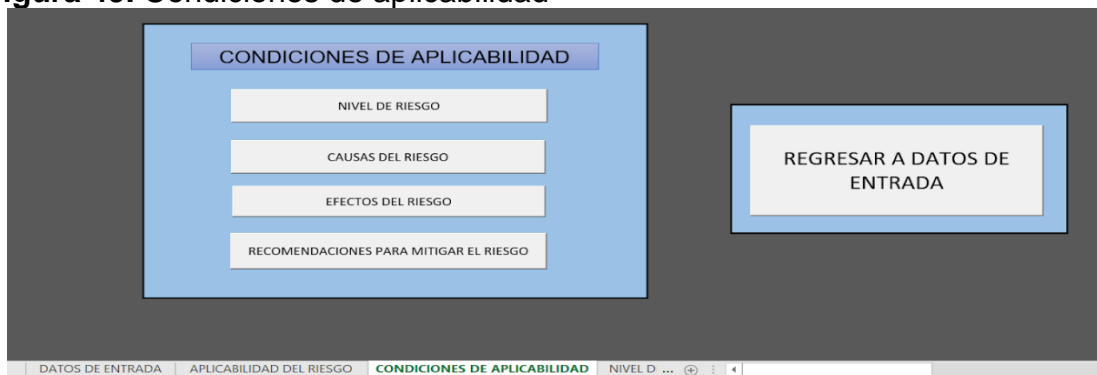
The screenshot shows a software interface with a light blue background. At the top, a blue header bar contains the text "Riesgo seleccionado:" followed by a text box containing "Revestimiento". Below this, a blue button labeled "SELECCIONE LA APLICABILIDAD DEL RIESGO" is centered. Underneath, there is a box titled "CRITERIOS DE APLICACIÓN" containing two options: "APLICA: Riesgo presente en la operación seleccionada" and "NO APLICA: No hay presencia de riesgo". To the right of this box are two grey buttons labeled "APLICA" and "NO APLICA". At the bottom of the screen, a navigation bar shows several tabs: "DATOS DE ENTRADA", "APLICABILIDAD DEL RIESGO" (highlighted in green), "CONDICIONES DE APLICABILIDAD", and "NIVEL D ...".

Fuente: Elaboración Propia

Nota: Es importante observar el recuadro de “CRITERIOS DE APLICACIÓN” para seleccionar si el riesgo está presente en la operación dar clic en “APLICAR” y si el riesgo no está presente dar clic en “NO APLICA”.

En caso se seleccionar “APLICA” cambiara a la hoja “CONDICIONES DE APLICABILIDAD” y se observa 5 botones “NIVEL DE RIESGO”, “CAUSAS DEL RIESGO”, “EFECTO DEL RIESGO”, “RECOMENDACIONES PARA MITIGAR EL RIESGO” Y “REGRESAR A DATOS DE ENTRADA”. A continuación, se observa la **Figura 49**.

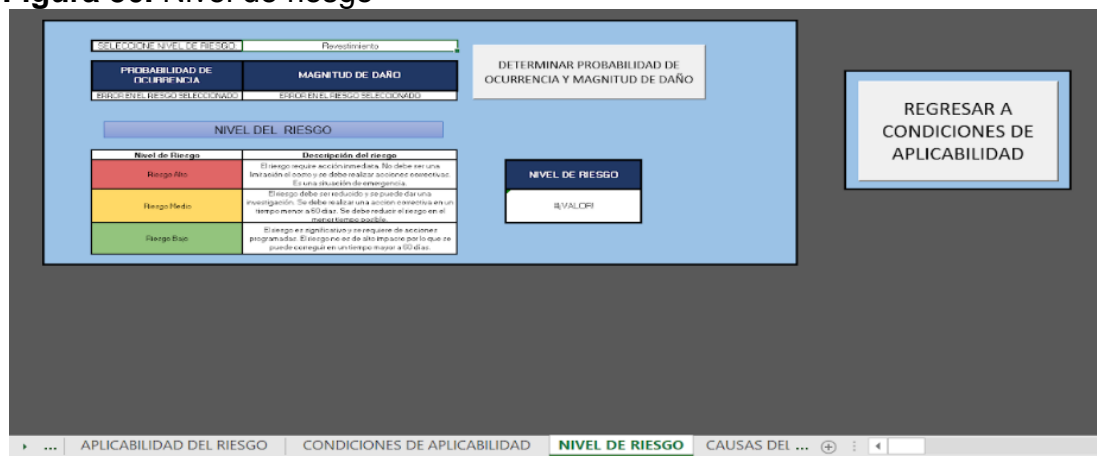
Figura 49. Condiciones de aplicabilidad



Fuente: Elaboración Propia

En principio se selecciona el botón “NIVEL DE RIESGO” para ser remitido a la hoja “NIVEL DE RIESGO” como se observa en la **Figura 50**.

Figura 50. Nivel de riesgo

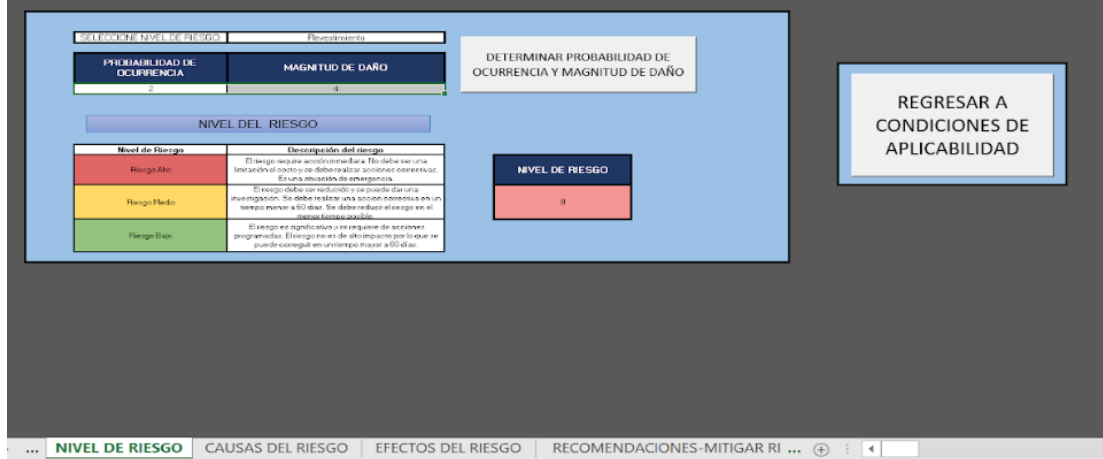


Fuente: Elaboración Propia

Estando en “NIVEL DE RIESGO” se debe dar clic en el botón “DETERMINAR PROBABILIDAD DE OCURRENCIA Y MAGNITUD DE DAÑO”, después se verán

los valores en la casilla probabilidad de ocurrencia, magnitud de daño y Nivel de riesgo, así como se muestra en la **Figura 51**.

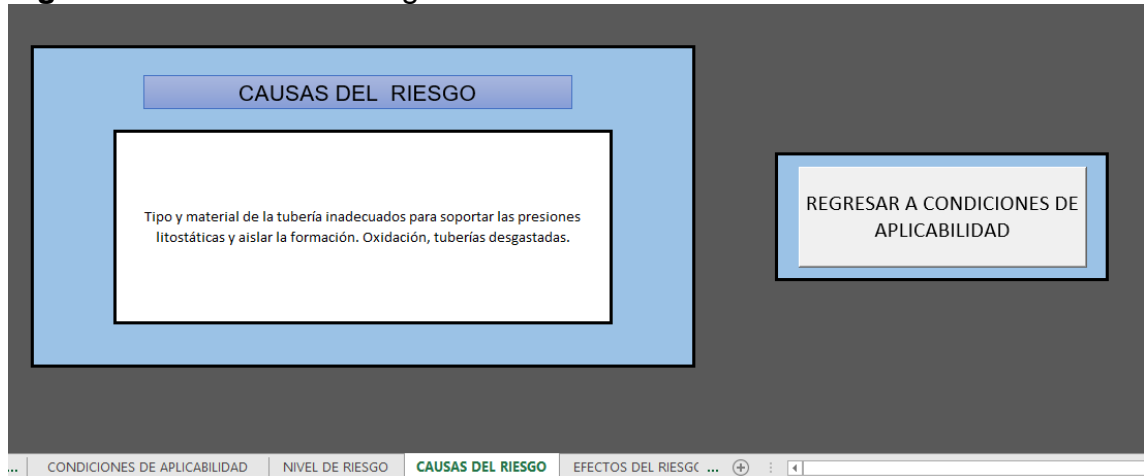
Figura 51. Determinación de la probabilidad de ocurrencia y magnitud de daño



Fuente: Elaboración Propia

Al darle clic al botón 'REGRESAR A CONDICIONES DE APLICABILIDAD' se puede continuar con su selección, en la **Figura 52** se observa la ventana de causas del riesgo.

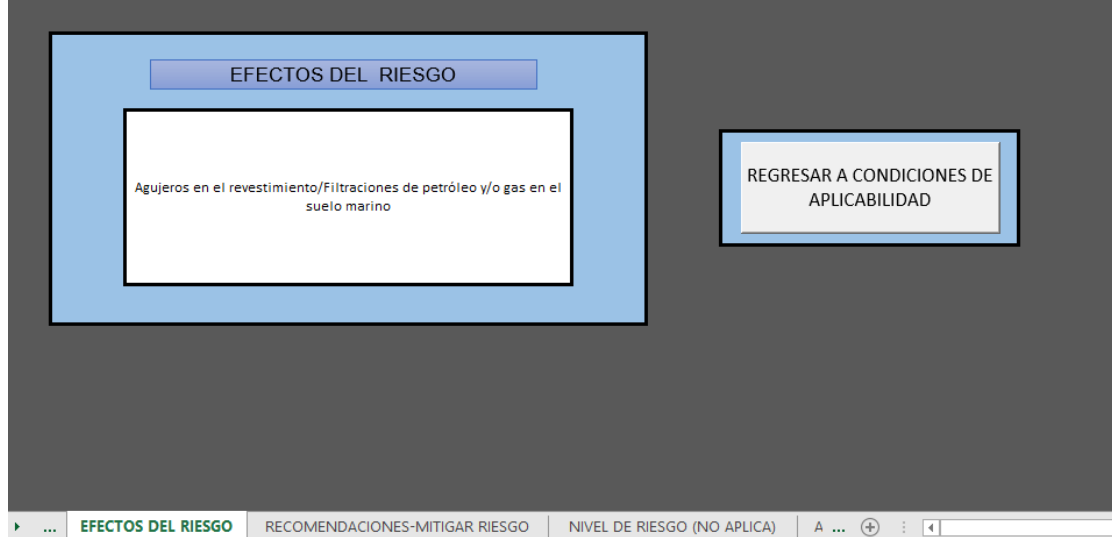
Figura 52. Causas del Riesgo



Fuente: Elaboración Propia

A continuación, en la **Figura 53**, se puede observar los efectos de tener presente el riesgo seleccionado.

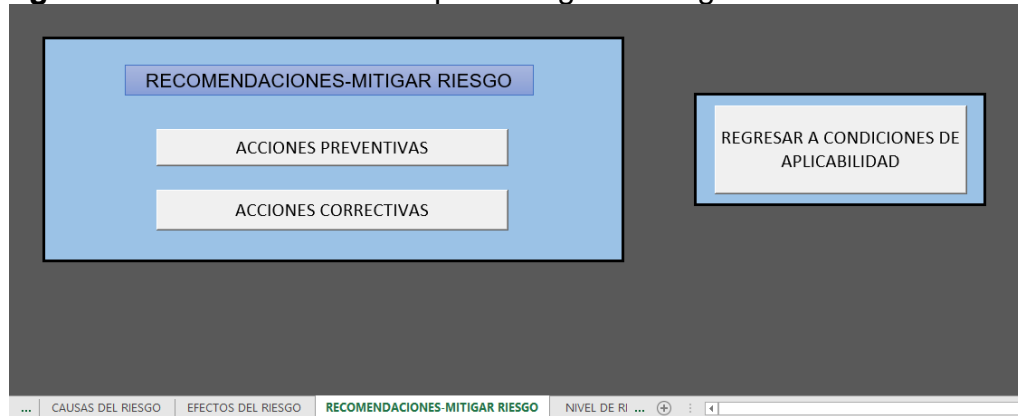
Figura 53. Efectos del Riesgo



Fuente: Elaboración Propia

En el menú 'CONDICIONES DE APLICABILIDAD', al seleccionar las recomendaciones, se mostrará una **Figura 54** con opciones de, acciones preventivas o correctivas.

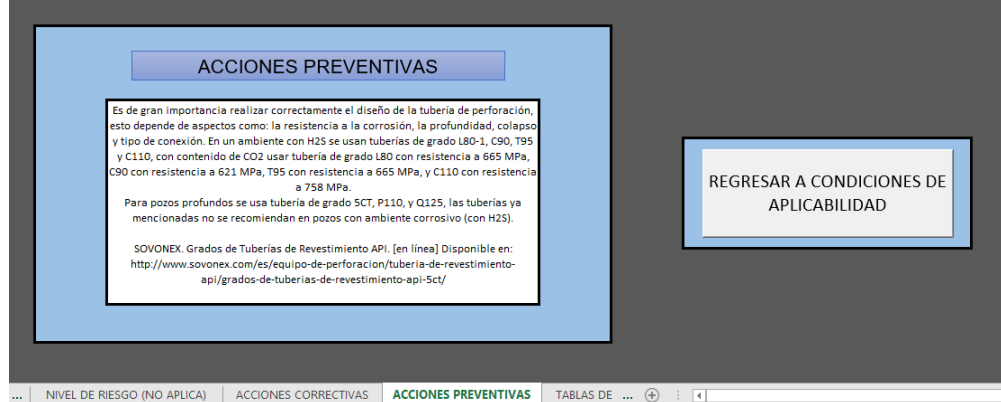
Figura 54. Recomendaciones para mitigar el riesgo



Fuente: Elaboración Propia

Se muestra en la **Figura 55**, las acciones preventivas con su respectiva fuente.

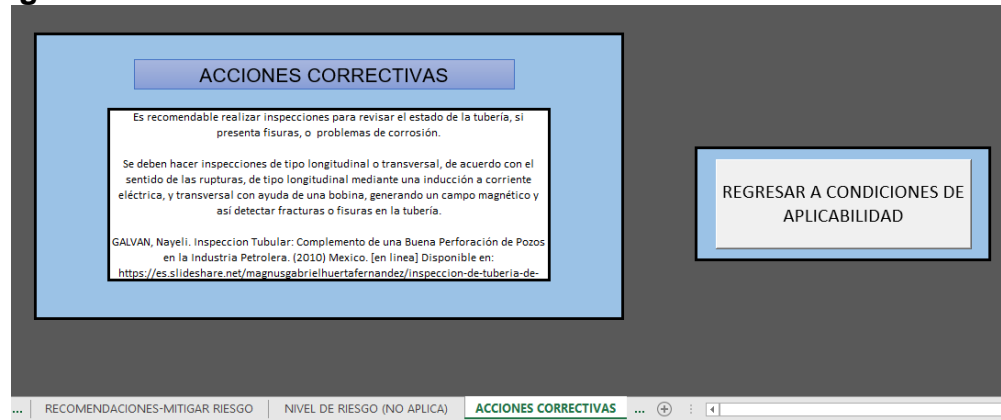
Figura 55. Acciones Preventivas



Fuente: Elaboración Propia

En la **Figura 56** se muestran las acciones correctivas del riesgo seleccionado.

Figura 56. Acciones Correctivas



Fuente: Elaboración Propia

En caso de haber escogido la opción “NO APLICA”, saldrá la ventana correspondiente para conocer el nivel del riesgo.

5. RECOMENDACIONES PARA LAS PLATAFORMAS PETROLÍFERAS EN EL CARIBE COLOMBIANO

Con base a los capítulos anteriores, y teniendo un claro ejemplo de accidentalidad como lo fue el pozo Macondo, en este capítulo se plantean recomendaciones para las plataformas offshore en Colombia, con el fin de prevenir estos eventos mediante buenas prácticas y recomendaciones.

Es de resaltar que Colombia se está introduciendo en estos nuevos proyectos, y por lo tanto es de gran importancia realizar una revisión sobre la normatividad en este aspecto para evitar que sucedan accidentes como los que fueron presentados en este trabajo.²²⁰

5.1 EVALUACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO CON RESPECTO A LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA E INTERNACIONAL

Se presenta la comparación de la normatividad colombiana con respecto a las normas internacionales en el aspecto técnico de las operaciones que se realizan en las plataformas costa afuera en el caribe colombiano.

Para el caso de estudio se realizó una metodología de causa raíz, se identificó que en las operaciones de perforación se podía llegar a tener 28 riesgo por eventos asociados a influjos, en el siguiente **Cuadro 26** se presentan qué normas colombianas e Internacionales contienen y regulan las operaciones y eventos donde pueden presentar riesgos de influjo.

Cuadro 26. Normas colombianas e internacionales para cada riesgo obtenido en la metodología causa raíz

Riesgo Y Evento	Norma Colombiana	Norma Internacional
Integridad de pozo	Resolución 40687 de 2017. Título 4. Diseño y construcción de pozos.	NORUEGA: NORSOK D-010 Estándar sobre integridad de pozos y control de barreras

²²⁰RIAN, MIKAL. HSE Offshore: El Modelo Noruego y Análisis Comparativo con Colombia. Bogotá, Colombia. (2013) Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.academia.edu/4926897/HSE_Offshore_El_Modelo_Noruego_y_An%C3%A1lisis_Comparativo_con_Colombia

Cuadro 26 (Continuación)

Riesgo Y Evento	Norma Colombiana	Norma Internacional
Operación de cementación	API STD 65-2 - Aislamiento de zonas de flujo potencial durante la construcción del pozo ²²¹	API SPEC 10A - Especificaciones para cementación y materiales para cementar un pozo. ²²²
Control y supervisión de las barreras	Resolución 40687 de 2017. Título 4. 'Garantizar que durante las operaciones de perforación, completamiento e intervención del pozo existan al menos dos barreras independientes' ²²³	NORUEGA & USA: aplicación sistemática de dos barreras independientes y previamente ensayadas en todas las operaciones.
Preparación de emergencias	Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres: Análisis de Vulnerabilidad junto con la probabilidad de desastres. ²²⁴	NORUEGA: ORGANIZACIÓN NOFO: su objetivo es administrar y formar acerca de derrames de petróleo en la plataforma continental noruega. ²²⁵
Derrames de hidrocarburo	*Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas. ²²⁶ *Gestión del Riesgo de Desastres ²²⁷	NORUEGA: PROYECTO RNNP (Tendencias en los niveles de riesgo) ²²⁸

²²¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 40687 de 2017. Artículo 13

²²² API SPEC 10^a. Edición 24. (2010)

²²³ Ibid. Resolución 40687 de 2017. Artículo 10

²²⁴ PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Decreto 919 de 1989.

²²⁵ ORGANIZACIÓN NOFO. Noruega. Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.nofo.no/>

²²⁶ MINISTERIO DEL INTERIOR. Decreto 321 de 1999

²²⁷ CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1523 de 2012.

²²⁸ Ibid. MIKAL, RIAN.

Cuadro 26 (Continuación)

Riesgo Y Evento	Norma Colombiana	Norma Internacional
Válvulas preventoras	Resolución 40687 de 2017- Titulo 5 de los sistemas de prevención de reventones BOP's ²²⁹	NORUEGA & USA: requerimiento de una válvula de corte extra en el BOP
Manejo del riesgo	Guía Técnica Colombiana (GTC) 45 ²³⁰ : suministra un soporte técnico para decisiones administrativas	ISO 31000- Gestión del riesgo ²³¹

Fuente: Elaboración Propia

5.2 RECOMENDACIÓN PARA EL CASO DE ESTUDIO MACONDO

En contexto con el caso macondo, se presentó una pérdida de circulación a 12.350 ft de profundidad acompañado de un aumento de presión de poro, a partir de una pérdida de circulación se puede generar un posterior influjo.²³²

Teniendo en cuenta que la pega de tubería en macondo fue debido a que se presentó una patada cuando se estaba perforando a 13.250 ft y se cerró el pozo, la pega pudo ser a causa de formaciones muy permeables, un sobre balance en la columna es decir que la presión del lodo de perforación puede ser demasiada a comparación de la presión que ejerce la formación, el revoque también puede llegar a influir en una pega de tubería.²³³

En macondo se presentó una falla en la cementación, es importante tener en cuenta como se realizó la cementación desde el diseño de trabajo de cementación ya que

²²⁹ Ibid. Resolución 40687 de 2017

²³⁰ CONTEC. Guía Técnica Colombiana. GTC 45. Guía para la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos en seguridad y salud ocupacional.

²³¹ GESTION DEL RIESGO ISO 31000. (2011)

²³² Vavik, D., Sangesland, S., & Shayegh, M. (2016, April 12). Loss of Circulation an Indication of Hydrocarbon Influx? Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/179712-MS

²³³ SLB. OILFIELD REVIEW. Cómo salir de un aprieto. Texas, EUA. (2012) Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/spr12/02_tightspot.pdf

para hacer la cementación se recomendaba usar 21 centralizadores en vez de 7, posteriormente no se llevó a cabo la revisión del cemento mediante la corrida del registro CBL para verificar el estado el cemento y así presentando una falla en la integridad del pozo.²³⁴

Es de gran importancia entender que cuando se está perforando un pozo en altamar en el Golfo de México, las condiciones ambientales y de sitio son totalmente diferentes a otros lugares en el mundo, un ejemplo es en el mar del Norte. En el caso de Macondo tomaron el plan de respuesta usado en el ártico de otra compañía. La empresa BP estimó que en el peor de los casos se derramara 162000 barriles de hidrocarburo por día, teniendo en cuenta que el día de la explosión se derramó 62000 barriles de hidrocarburo por día un flujo significativo, pero aún menor a el peor del caso. Sin embargo, BP dijo que podía recuperar 500.000 barriles al día con tecnología estándar, por otro lado, usaron 23 buques camaroneros para controlar el accidente, lo máximo que podían recuperar era 16.000 barriles de petróleo en más o menos 3 horas, sin embargo, flujo del pozo se cerró después de 12 semanas.²³⁵

Se presenta el resumen de algunas recomendaciones que se pudo haber hecho en cada uno de los eventos que causó el accidente. En el **Cuadro 27** se observa una acción correctiva por cada suceso que afectó las barreras del sistema del pozo Macondo.

Cuadro 27. Recomendaciones que se pudieron realizar para evitar el accidente

EVENTO	ACCIÓN CORRECTIVAS
Pérdidas de Circulación	Para este tipo de eventos es importante saber que tan severa es la pérdida primero que todo, si es leve, pérdida con retorno parcial o es una pérdida total. Se debe identificar en qué zona se está generando la pérdida, después disminuir la densidad del lodo, esperar que la formación se estabilice con ayuda de material de pérdida de circulación o LCM, posteriormente se cementa la zona y se espera a que el cemento fragüe correctamente. ²³⁶

²³⁴ NAP. Macondo Well Seepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. (2012) Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <https://www.nap.edu/read/13273/chapter/5>

²³⁵ Joel K Bourne, Jr. Un dilema profundo. Carcott Bruce. Desolación en el Bayou. National Geographic en Español. Octubre 2010. Vol. 27 núm.4 . Editorial Televisa. México. 2010. pp. 2-31

²³⁶ PerfoBlogger. Pérdida de Circulación: Materiales y Acciones Correctivas. (2015) Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2015/03/perdida-de-circulacion-materiales-y.html>

Cuadro 27 (Continuación)

EVENTO	ACCIÓN CORRECTIVAS
Atascamiento de la sarta de perforación a 12.147 ft	En caso de una pega de tubería como lo ocurrido en macondo se debe identificar primero el tipo de pega de tubería. Sí es por presión diferencial, se debe reducir la presión, disminuir la densidad del lodo y con ayuda de aditivos quitar la torta que está en las paredes del pozo. ²³⁷
Cementación	Cuando se tiene una cementación fallida es necesario realizar una cementación secundaria, forzada, remedial o Cement Squeeze para corregir el trabajo hecho en la cementación primaria, en una cementación secundaria se pueden presentar problemas como fisuras o agujeros de corrosión. ²³⁸ Se realiza debido a que el cemento no tuvo una buena adherencia con la tubería bien sea casing o liner y puede permitir el paso de fluidos y afectar la integridad del pozo. ²³⁹
Prueba de integridad de pozo: prueba de presión negativa	Cuando se han presentado patadas o influjos anteriormente como fue en el caso de Macondo, es importante saber cómo se encuentra el cemento para evitar fallas, si se realiza una prueba de integridad o prueba de presión negativa y se sabe que el pozo ha presentado diversos inconvenientes es recomendable correr una prueba de integridad de cemento bien sea un registro CBL o VDL, sobre todo si es un pozo exploratorio. ²⁴⁰

²³⁷ Academia. Pega de tuberías 5B. Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en: https://www.academia.edu/16242679/Pega_de_tuberias_5B

²³⁸ALVAREZ, CESAR. Procesos de Cementación y Fluidos de Control en la etaa de Terminación de Pozos. Instituto Politécnico Nacional. México. (2014) Consultado el 14 de septiembre de 2018. [en línea] Disponible en:

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15404/Procesos%20de%20cementaci%C3%B3n%20y%20fluidos%20de%20control%20en%20la%20etapa%20de%20terminaci%C3%B3n%20de%20pozos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

²³⁹GUZMAN, JESUS. Aplicación de Cementación Remedial para Solucionar Problemas de Producción en Pozos Petroleros. Ecuador. Consultado el 21 de octubre de 2018. [en línea] Disponible en:

<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/19720/1/resumen%20freddy%20carlos.pdf>

²⁴⁰ Ibid. NAP

Cuadro 27 (Continuación)

EVENTO	ACCIÓN CORRECTIVAS
Válvulas preventoras no sellaron	Lo primero que se debe hacer cuando ya se descontroló el pozo es activar las válvulas preventoras para contener el influjo y evitar una explosión, se recomienda en el caso de Macondo era activar las BOP de tipo RAM ya que en caso de que falle el sistema hidráulico estas válvulas se pueden cerrar de forma manual y por lo general se diseñan para presiones cercanas a 1500 psi, es importante recalcar que los sellos elastoméricos deben encontrarse en un excelente estado debido a que en gran medida el éxito de un buen sello es por este componente. ²⁴¹
Hundimiento de la plataforma Deepwater Horizon	Para este caso se recomienda contar con un equipo de respaldo, plan robusto y claro sobre medidas para mitigar el accidente, es importante entender que, aunque han ocurrido derrames de hidrocarburo similares, los ambientes y las condiciones son diferentes por lo tanto es importante realizar un estudio y un plan de contingencia especial para cada zona donde se sitúa la plataforma. ²⁴²

Fuente: Elaboración Propia

5.3 RECOMENDACIONES PARA EL CARIBE COLOMBIANO

En Colombia se están realizando nuevos proyectos de exploración costa afuera, según reportes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en los últimos años Colombia ha incrementado la tendencia a realizar exploraciones costa afuera con el fin de aumentar las reservas, por lo tanto, es de gran importancia que Colombia tenga una normatividad establecida y pueda abarcar todos los aspectos sobre la perforación costa afuera, para evitar accidentes como lo ocurrido en el pozo Macondo.²⁴³

A partir del caso de estudio Macondo se realizó una identificación de los riesgos que se presentaron durante la operación de perforación del pozo, en el caso de Colombia se cuenta con perforaciones offshore con plataformas de tipo Auto

²⁴¹ WILD WELL CONTROL. Equipamiento. [en línea] Consultado el 21 de octubre de 2018. Disponible en: <https://wildwell.com/wp-content/uploads/pressure-control-equipment-esp.pdf>

²⁴² IMCO. Manual de Control de derrames de Petróleo. Chile. [en línea] Disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/18742/S33391V494M_es.pdf

²⁴³ ANH. Plan de acción 2018. [en línea] Disponible en: http://www.anh.gov.co/la-anh/Planes/Plan_de_Accion_ANH_2018_V2_Mayo_21_2018.pdf

elevable 'jack-up', Barco perforador 'Drillship' y Plataforma fija, a diferencia de Macondo que tenía una plataforma de tipo Semi-sumergible.

En la reglamentación colombiana, resolución 181495 de 2009 modificada menciona que todas las operaciones que se realicen costa afuera se deben regir por las normas internacionales API (American Petroleum Institute), sin embargo, a continuación, en el **Cuadro 28** se muestran todas aquellas normas específicas para las operaciones de este tipo con base a los riesgos que se presentaron en el caso de estudio Macondo.

Cuadro 28. Riesgos del caso de estudio Macondo con la normatividad colombiana

#	Riesgos En Macondo	Norma Colombiana
1	Cementación	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Título 4. Del diseño y la construcción de pozos. (Art 13. Cementación)]
2	Revestimiento	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Art 13. Cementación: numeral 2,3,4]
3	Diseño de pozo	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Título 4. Del diseño y la construcción de pozos. (Art 11. Programa de pozo, Art 12. Diseño y construcción del pozo)]
4	Corrida de registro CBL	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40048 de 16 ene 2015 [Art 1. Modifica el artículo 6 de la resolución 181495 de 2009(Art 6. Definiciones y Siglas: prueba de integridad)] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Título 4. Del diseño y la construcción de pozos. (art 13. Cementación)]
5	Pérdidas de circulación	MINAMBIENTE. Res 1725 de 29 de agosto de 2011 "Perforación y cementación de pozos"
6	Influjo	No se encuentra reglamentación colombiana para este tipo de riesgo.
7	Fluidos inflamables	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Título 6. De la gestión de los hidrocarburos durante la perforación exploratoria. (Art20. Venteo y quema de gas, Art 21 Quema de hidrocarburos líquidos)]

Cuadro 28 (Continuación)

#	Riesgos En Macondo	Norma Colombiana
8	Manipulación de las válvulas preventoras	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Art 4. siglas y definiciones. Titulo 5 De los sistemas de Prevención de reventones-BOP's (Art 17. Diseño e Instalación de BOP's, Art 18. Pruebas funcionales de BOP's, Art 19. Pruebas de presión a los BOP's)]
9	Integridad y diseño del cabezal de pozo	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Título 4. Del diseño y la construcción de pozos]
10	Huracán	No se encuentra reglamentación colombiana para este tipo de riesgo.
11	Explosión/Fuego	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017. [Art 4. Siglas y definiciones “1 accidente mayor”]
12	Derrame de crudo	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Res 40687 de 18 jul 2017 [Art 7. Capacidad de respuesta ante derrames y contención de pozo]
13	Estabilidad del hoyo	No se encuentra reglamentación colombiana para este tipo de riesgo.
14	Manejo del tiempo	No se encuentra reglamentación colombiana para este tipo de riesgo.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS. Reglamentación Técnica. Consultado el 21 de octubre de 2018. Consultado el 21 de octubre de 2018. [En línea] Disponible en: <https://www.Ministerio de Minas y Energia.gov.co/reglamentacion-tecnica>

Después de identificar los riesgos del caso Macondo y hacer una revisión de la normatividad en Colombia, se observa que faltan diferentes reglamentaciones en algunos aspectos. A continuación, se presentan diferentes recomendaciones:

- Teniendo en cuenta que Colombia no ha sufrido un accidente por derrame de hidrocarburos en costa afuera, es importante incluir en sus normas la definición de Influjos, surgencia o “patada”, cómo tratarlos, formas de interpretar los indicadores con el fin de prevenir este tipo de accidentes o mitigarlos de la mejor forma posible.

- Se recomienda incluir las normas internacionales API SPEC 16 D segunda edición (2004) “Especificación para sistemas de control de equipos de pozo y sistemas de control para el Diverter” y API RP 59 segunda edición (2006) “Prácticas recomendadas para operaciones de control de pozo” con el fin de fortalecer y no dejar vacíos en la reglamentación para el Caribe Colombiano.
- Dado el caso colombiano que contempla los fenómenos ambientales al ser un país expuesto a este tipo de riesgos en costa afuera, es importante generar una norma que especifique cómo debe ser la evacuación y el plan de emergencia para las plataformas con el objeto de disminuir el riesgo de presente una catástrofe ambiental.
- Es necesario tener en cuenta el tipo de formación que se atraviesa para llegar a la profundidad objetivo sin problemas, para esto se recomienda incluir aspectos acerca del diseño y formulación del lodo de perforación con el fin de establecer normas para estabilidad del hoyo.
- Se recomienda incorporar la definición de Tiempos no productivos (por sus siglas en inglés NPT's) ya que es un término importante para incluir en la norma dado que se puede presentar en diferentes etapas de la vida del pozo y puede inferir o actuar en contra en determinados aspectos.
- Se recomienda utilizar mejores técnicas para limpiar de plataformas principalmente el Mar del Norte que es el territorio marítimo mayormente afectado por estas. Así como las tecnologías ya utilizadas para limpiar el fondo del mar, como chorros de agua abrasivos, cizallas hidráulicas y sierras de hilo de diamante apoyadas por robots submarinos o vehículos operados a distancia ROV.
- Es importante hacer vigente el proyecto de resolución publicado en el 2016 en Colombia, acerca de las disposiciones generales y finales, pues en ellos incluye las condiciones para el taponamiento y abandono de pozos; ampliar la reglamentación para ser usada en pozos de tipo offshore, ya que al cambiar el ambiente en el que se perfora y completa un pozo, son diferentes las herramientas como las condiciones y las locaciones son de difícil y costoso acceso.

6. CONCLUSIONES

- La principal causa del accidente en el pozo Macondo, según el análisis documental realizado, fue el fallo en la integridad de este debido a una inadecuada cementación, dando como resultado su explosión y posterior derrame de hidrocarburos.
- Mediante la metodología propuesta con el análisis causa raíz y matriz RAM, con esquemas como espina de pescado, queso suizo y mapa de hechos para valorar en diferentes criterios cualitativos y cuantitativos, entre otros, se encontraron recomendaciones a realizar a las normativas colombianas, así como acciones preventivas y correctivas.
- Para los riesgos del caso Macondo, se realizó una matriz que contiene las acciones preventivas y correctivas a cada uno de ellos, evaluando su reglamentación con respecto a la normatividad colombiana y se encontró vacíos en los conceptos de 'influjos', NPT's (tiempos no productivos) y desmantelamiento y disposición de las plataformas petroleras en el offshore.
- Al realizar este trabajo se identificó que Colombia es un país que posee normas relativamente nuevas, esto es debido a que las perforaciones offshore iniciaron el año 1973 y se cuenta con seis proyectos perforados hasta 2017, por lo tanto, se puede inferir que no están integradas del todo a la realidad técnica. De igual forma es evidente que la solución para dar cumplimiento y cubrir la mayor cantidad de aspectos a nivel de normas durante la exploración y explotación de hidrocarburos es remitiéndose a estándares internacionales como API, ISO y NORSOK.
- Acorde a las causas que generaron el accidente de Macondo, se realizó una revisión de la norma técnica de perforación colombiana, en el cual se evidencio que esta no contemplaba operaciones como influjo, huracán, estabilidad del hoyo y manejo del tiempo, por lo tanto, se infirió que Colombia no cuenta con las normas necesarias para tratar un accidente de la magnitud del caso de estudio.
- La toma de decisiones del personal influyó en gran medida a que ocurriera la explosión del pozo Macondo, ya que se incrementaron los riesgos además de los que ya tenía la operación de perforación en la plataforma Deepwater Horizon

7. RECOMENDACIONES

- Incluir normas para influjos o surgencias en las diferentes actividades de la explotación de hidrocarburos.
- Proponer normativas para la optimización de la respuesta de control de pozo en los campos petroleros tipo offshore, debido a la insuficiencia de estas en Colombia.
- Validar la metodología propuesta en diferentes actividades dentro de la perforación para evitar accidentes de alta o baja magnitud o impacto.
- Generar una base de datos con los eventos ocurridos en Colombia onshore u offshore para su análisis mediante la metodología propuesta.

BIBLIOGRAFIA

ANH. Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos Colombiano. [en línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore.pdf>

AMERICAN SCIENTIST. In Deep: Deepwater Well Control. (2018) [en línea] Disponible en: <https://www.americanscientist.org/blog/from-the-staff/in-deep-deepwater-well-control>

AQUATERRA. BP Macondo Well Incident in U.S. Gulf of Mexico, Pollution Containment and Remediation Efforts [By: J. Steven Butler] (2011) [en línea] Disponible en: <https://es.slideshare.net/tontpong/httpenergyclaimsnetassetsmacondowellpcrpdf>

BBC. News US & Canada. Stopping the Gulf of Mexico oil leak. (2010) [en línea] Disponible en: <https://www.bbc.co.uk/news/10232371>

BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. [en línea] Disponible en: http://www.academia.edu/8361169/Well_Completion_Design_-_Jonathan_Bellarby

BOEM, BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT. Gulf of Mexico. Leasing Maps. [en línea]. Disponible en: <https://www.boem.gov/GOM-Official-Protraction-Diagrams/>

BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. [en línea] septiembre 2010. Disponible en: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/issue-reports/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf

BSEE. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Macondo Blowout Lessons Learned for Prevention and Mitigation. México. (2017) [en línea] Disponible en: http://www.ptil.no/getfile.php/1345593/PDF/Seminar%202017/Lars%20Herbst_%20Macondo.pdf

BSEE. BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT. What is decommissioning of offshore platforms? [en línea] Disponible en: <https://www.bsee.gov/faqs/what-is-decommissioning-of-offshore-platforms>

CACAR, S. El desmantelamiento de instalaciones petrolíferas se convierte en negocio. (2016) [En Línea] Disponible en: <https://www.bez.es/321894891/Desmontar-plataformas-es-negocio.html>

CARDENAS, ALFONSO. How is risk assessment performed in international technology projects? Uamea School of Business. (2009) [en línea] Disponible en: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:287218/FULLTEXT01.pdf>

CHACON, DIANA. Propuesta de un plan de mejoramiento para la prevención y control de las pérdidas de circulación en la perforación de los pozos A y B en el campo Castilla de Ecopetrol S.A. Fundación Universidad de América. (2018) [en línea] Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6669>

CHOWDHURY, Ali. 'Geology of the Gulf Coast Aquifer, Texas'. [en línea] Disponible en: https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R365/ch02-Geology.pdf

CIVITTAS. Análisis de Riesgos. Método Mossler. [en línea] Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=DJVESsPkDtw>

COMITÉ NACIONAL PARA EL CONOCIMIENTO DEL RIESGO SNGRD. (2017) Sistema Nacional de Gestión Del Riesgo de Desastres. Terminología sobre Gestión del Riesgo de Desastres y Fenómenos Amenazantes. Bogotá, Colombia. Disponible en: <https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/20761/Terminologia-GRD-2017.pdf;jsessionid=BEC800B548FDB9112A1330B4AFF9E19E?sequence=2>

CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1523. (2012) Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/24189/390483/11.+LEY+1523+DE+2012.pdf/4e93527d-3bb8-4b53-b678-fbde8107d340?version=1.2>

COOK, John. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Oilfield Review Schlumberger

DA SILVA, ANGEL. Perforación Costa Afuera. Comunidad Petrolera. [en línea] Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/perforacion-costa-afuera.html>

DEEP WATER HORIZON. Lecciones aprendidas. [en línea] Disponible en: https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SPE/62ed2c02-db2c-43ab-9808-2b4fcd138d80/UploadedImages/Investigacion_Accidente_y_Lecciones_aprendidas.pdf

DENNEN, Kristin. (2012, July 30) Definition of Greater Gulf Basin Lower Cretaceous Shale Gas Assessment Unit, United States Gulf of Mexico Basin Onshore and State Waters. [en línea] Disponible en:

http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/10429dennen/ndx_dennen.pdf

DEPTO. ADMINISTRATIVO DE LA PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Decreto 2157. (2017). [en línea] Disponible en: <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%202157%20DEL%2020%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202017.pdf>

DHSG. Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout. [en línea] (marzo 2011) Disponible en: https://ccrm.berkeley.edu/pdfs_papers/bea_pdfs/DHSGFinalReport-March2011-tag.pdf

DIRECCION GENERAL MARITIMA. Plataformas gasíferas, [en línea] Disponible en: https://www.cioh.org.co/derrotero/index.php?option=com_content&view=article&id=296&Itemid=357

EAGLE, Hoyle. USGS 'Nomenclature of Formations of Claiborne Group, Middle Eocene Coastal Plain of Texas' Washington. (1968) Disponible en: <https://pubs.usgs.gov/bul/1251d/report.pdf>

EARSON, Ofori. GCAGS Journal. 'Modeling the Mesozoic-Cenozoic Structural Evolution of East Texas'. [en línea] (2012) Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/8ade/4c06afce99cf9b34efdb005576a46954ac8d.pdf>

EL ESPECTADOR. Playa turca donde van a morir las plataformas petroleras marinas. (2015) [En Línea] Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/economia/playa-turca-donde-van-morir-plataformas-petroleras-mari-articulo-591764>

EL HERALDO. Arrancó perforación de primer pozo petrolero costa afuera de Ecopetrol en el Caribe. [en línea]. (2017) Disponible en: <https://www.elheraldo.co/economia/arranco-perforacion-de-primer-pozo-petrolero-costa-afuera-de-ecopetrol-en-el-caribe-404621>

FISHER, CHARLES & ROBERTS, HARRY & CORDES, ERIK & BERNARD, BERNIE. (2007). Cold Seeps and Associated Communities of the Gulf of Mexico. Oceanography. [en línea] Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/A-north-south-geologic-cross-section-of-the-northern-Gulf-of-Mexico-basin-illustrating_fig1_272713491

FERRILL, David. GCAGS Journal. 'Influence of Structural Position on Fracturing in the Austin Chalk' [en línea] (2017) Disponible en:

<https://www.gcags.org/Journal/2017.GCAGS.Journal/2017.GCAGS.Journal.v6.13.p189-200.Ferrill.et.al.pdf>

GARCÍA, C., & MARTÍNEZ, M. (2015). Solución de Gestión y Control de la Integridad de Pozos. (Tesis de pregrado). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, Madrid, España.

GALLOWAY, WILLIAM. GEOEXPRO. Gulf of Mexico. Vol. 6, No. 3 (2009) [en línea] Disponible en: <https://www.geoexpro.com/articles/2009/03/gulf-of-mexico>

GARCIA, JHON. Manual Básico de Control de Pozo Petrolero. [en línea] Disponible en: https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual_control_de_pozo/123

GESTION DEL RIESGO. Legislación relacionada con la gestión del riesgo. [en línea] Disponible en: http://www.gestiondelriesgomanzanizales.com/index.php?option=com_content&view=article&id=101%3Alegislacion-relacionada-con-la-gestion-de-riesgos&catid=48%3Aaspectos-juridicos&Itemid=28

GIMENEZ, MARÍA. Metodologías para la evaluación de Riesgos en puestos, lugares y equipos de trabajo. Facultad de ciencias de la empresa Universidad de Ciencias de la empresa. Universidad Politécnica de Cartagena. (2014) [en línea] Disponible en: <http://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/4133/tfm436.pdf>

GONZALEZ, CAROL. Modelo de Análisis y Evaluación de riesgos de accidentes en el trabajo para una empresa textil. [en línea] Disponible en: http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/indata/vol7_n1/pdf/modelo.pdf

GUERRERO, J. Atención de derrames de petróleo crudo en el Golfo de México. Universidad Nacional Autónoma de México. (2014) México [En línea] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3707/tesis.pdf?sequence=1>

GRAYSON, JHON. 'Upper Jurassic (Oxfordian) Smackover Facies Characterization At Little Cedar Creek Field, Conecuh County, Alabama' (2010) [en línea] Disponible en: http://acumen.lib.ua.edu/u0015/0000001/0000445/u0015_0000001_0000445.pdf

HEARER, HK, 1938, Desarrollos en el sur de Arkansas y el norte de Louisiana en 1937: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 22, no. 6, p. 719-727. [En línea] Disponible en: <http://www.aapg.org/datasystems> o <http://search.datapages.com>

IADC. International Association of drilling Contractors. Offshore Division Montara Macondo Investigations Status. [en línea] Disponible en: <http://www.iadc.org/offshore-operating-division/montara-Macondo-investigations-status/>

ICONTEC. Guía Técnica Colombiana TGC 250. Buenas prácticas sociales para la exploración y la explotación de hidrocarburos. [en línea] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Documents/GUIA%20TECNICA%20COLOMBIANA%20-%20FINAL.pdf>

INGENIERÍA NAVAL. Revista del Sector Marítimo. ¿Cuánto cuesta el abandono y desmantelamiento de campos offshore? (2018) [En Línea] Disponible en: <https://sectormaritimo.es/abandono-y-desmantelamiento-de-campos-offshore>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166 Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO TÉCNICO DEL PETRÓLEO. Training School, Manual de Instrucción. Drilling. Victoria. Universidad de Houston.

INTERTEK CONSULTING & TRAINING. Control de pozos. Colombia, Bogotá: Intertek.

JUDGE BARBIER. FINDINGS OF FACT AND CONCLUSIONS OF LAW. (2010) [En Línea] Disponible en: <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-01/documents/phase2ruling.pdf>

KNOX, Paul. Texas Water Development Board. 'Structure of the Yegua - Jackson Aquifer of the Texas Gulf Coastal Plain' [en línea] (2007) Disponible en: https://www.twdb.texas.gov/groundwater/models/gam/ygjk/YGJK_Structure_Report.pdf

LEÓN, Katherine. Tecnología de los hidrocarburos. Accidentes en la industria de los hidrocarburos. Universidad Nacional del Callao (2014) Perú. [en línea] Disponible en: https://www.academia.edu/9801387/ACCIDENTES_EN_LA_INDUSTRIA_DE_LOS_HIDROCARBUROS_2

MAERSK DRILLING. Deepwater Advanced Drillships. Disponible en: <https://www.maerskdrilling.com/en/about-us/innovation/deepwater-advanced-drillships>

MANCINI, E.A., Tew, B.H., and Mink, R.M., 1990, Jurassic sequence stratigraphy in the Mississippi Interior salt basin of Alabama: Gulf Coast Association of

Geological Societies Transactions, v. 40, p. 521-530. (1990) [en línea] Disponible en:

https://ngmdb.usgs.gov/Geolex/UnitRefs/NorphletRefs_3022.html

MAYFIELD, Ricky. 'DEPOSITION AND DIAGENESIS OF THE GILMER LIMESTONE (JURASSIC), LEON AND FREESTONE COUNTIES, TEXAS'. (1983) [en línea] Disponible en: ttu-ir.tdl.org

MEDINA, JUAN CARLOS. Criterios Metoceanicos para la operación de Risers en Plataformas Semisumergibles de Perforación en Aguas Profundas. México. 2014. Modificado por los autores. Disponible en:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3558/1/Tesis.pdf>

Methodologies for hazard analysis and risk assessment in the petroleum refining and storage industry. European Petroleum Refiners Association. [en línea] Disponible en:

https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2017/01/rpt_82-10ocr-2004-01738-01-e.pdf

MIALL, ANDREW. The sedimentary basins of the United States and Canada. Cap. 15. Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. pag. 519 de 585.

MINISTERIO DE EDUCACIÓN. Guía de administración de riesgos. [en línea] Disponible en:

https://www.mineducacion.gov.co/1759/articles-349495_recurso_49.pdf

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 (2009)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 40687 de 2017.

MINISTERIO DE TRABAJO Y ASUNTOS SOCIALES. NTP 330: Sistema simplificado de evaluación de riesgos de accidente. España. [en línea] Disponible en:

http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/301a400/ntp_330.pdf

MINISTERIO DEL INTERIOR. Decreto 321. (1999) [en línea] Disponible en: http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/decretos/25-dec_0321_1999.pdf

MUÑOZ, DAVID. Comparación de metodologías para la gestión de riesgos de las pymes. (2017) [en línea] Disponible en:

<https://revistas.upb.edu.co/index.php/cienciasestrategicas/article/viewFile/8009/7365>

NAP. The National Academies of Sciences Engineering Medicine. Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. (2012) [en línea] Disponible en:
<https://www.nap.edu/read/13273/chapter/8>

Norsok Standard, Well integrity in drilling and well operations. (2004)

OFFSHORE TECHNOLOGY. The world's worst offshore oil rig disasters. (2014) [en línea] Disponible en: <https://www.offshore-technology.com/features/feature-the-worlds-deadliest-offshore-oil-rig-disasters-4149812/>

PEARSON, Ofori. GCAGS Journal. 'Modeling the Mesozoic-Cenozoic Structural Evolution of East Texas'. (2012) Disponible en:
<https://pdfs.semanticscholar.org/8ade/4c06afce99cf9b34efdb005576a46954ac8d.pdf>

PETROVIETNAM DRILLING & WELL SERVICES CORPORATION. pv drilling I. Disponible en:
<http://www.pvdrilling.com.vn/en-US/The-Fleet/Jack-up-Rig/PV-DRILLING-I/pvd.htm>

PORTAFOLIO. Ecopetrol inició hoy la perforación de su primer pozo petrolero "costa afuera". [en línea] (2017) Disponible en:
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-inicio-la-perforacion-de-pozo-petrolero-costa-afuera-509885>

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE. Convenio para la protección y el desarrollo del medio marino en la región del gran caribe. Cartagena, Colombia. (1983). [en línea] Disponible en: <http://cep.unep.org/cartagena-convention/el-texto-del-convenio-de-cartagena>

PROTECCION CIVIL. Guía Técnica: Métodos cualitativos para el análisis de riesgos. [en línea] Disponible en:
http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta22/guiatec/Metodos_cualitativos/cuali2.htm

RAMOS, CAROLINA. Universidad Externado De Colombia. Extracción de hidrocarburos costa afuera en Colombia: Panorama Legal y retos a partir de las zonas francas costa afuera u offshore. [en línea] (2015) Disponible en:
<https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/emerca/article/view/5046/6119>

REGISTER. The Daily Journal of the United States Government. "Minerals Management Service" [en línea] (2010) Disponible en:
<https://www.federalregister.gov/agencies/minerals-management-servi>

REVISTA DEL SECTOR MARÍTIMO. Plataformas petrolíferas. (2015) Disponible en: <https://sectormaritimo.es/tipos-plataformas-petroliferas>

Rojas, F. E., & Slocum, A. H. (2016, May 2). A Complementary Safety Tool for Blowout Preventers. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/27139-MS

SAUCIER, A. E., Finley, R. J., & Dutton, S. P. (1985, January 1). The Travis Peak (Hosston) Formation of East Texas and North Louisiana. Society of Petroleum Engineers. [en línea] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-13850-MS>

SATISH K. Srivastava (1981) Stratigraphic ranges of selected spores and pollen from the Fredericksburg group (Albian) of the southern United States, 5:1, 1-27, [en línea] Disponible en: <https://www.tandfonline.com/action/showCitFormats?doi=10.1080%2F01916122.1981.9989215>

SCOTT, K. R. AAPG. 'Geology of the Eagle Mills Formation' Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions Vol. 11 (1961), Pages 1-14 [en línea] Disponible en: <http://archives.datapages.com/data/gcags/data/011/011001/0001.htm>

SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Guía metodológica para estudios de amenaza, vulnerabilidad y riesgo por movimientos en masa. [en línea] Disponible en: https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/19776/GuiaMetodologicaAmenazaRiesgoVulnerabilidadMovimientosMasa%28SGC_2016%29-.pdf?sequence=9&isAllowed=y

SISTEMA NACIONAL DE GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES. Normatividad del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. (2012) [en línea] Disponible en: https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/20035/Normatividad_del_Sistema_Nacional_de_Gesti%C3%B3n_del_Riesgo_de_Desastres-.pdf?sequence=1&isAllowed=y

SISTEMA NACIONAL DE GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES. Normatividad del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. Guía Municipal para la gestión del riesgo. (2010) [en línea] Disponible en: <http://www.gestiondelriesgo.gov.co/snigrd/archivos/GMGRColombia.pdf>

SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN NORMATIVA. Ley 55 de 1989. Convenio internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos. [en línea] Disponible en: <http://www.suin-juricol.gov.co/viewDocument.asp?id=1608573>

SLB. Deepwater Horizon Oil Spill Final Programmatic Damage Assessment and Restoration Plan and Final Programmatic Environmental Impact Statement: Chapter 2: Incident Overview [En Línea] Disponible en: https://www.gulfspillrestoration.noaa.gov/sites/default/files/wp-content/uploads/Chapter-2_Incident-Overview_508.pdf

SLB. OILFIELD REVIEW. El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. (2002) Disponible en: http://oilproduction.net/files/p28_41.pdf

SPE. Macondo Contractor/ Operator Gaps Identified by CSB. [en línea] Disponible en: <https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=2637>

STANDARDS STORE. ASME. API RP 90. Primera Edición. (2006). [en línea] Disponible en: https://global.ihp.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2090&item_s_key=00483765

SUTTON, I. S. (2013, May 6). Summarizing the Deepwater Horizon/Macondo Reports. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24027-MS

SURA. Columna Vertebral del Sector Hidrocarburos. (2013) Disponible en: <https://www.sura.com/estrategiasComerciales/documentos/Columna-Vertebral-Sector-Hidrocarburos.pdf>

SWAIN, FM, 1944, estratigrafía de los lechos de Cotton Valley en el norte de la llanura costera del Golfo: Boletín de la Asociación Estadounidense de Geólogos del Petróleo, v. 28, no. 5, p. 577-614. [en línea] Disponible en: <http://www.aapg.org/datasystems> o <http://search.datapages.com>

SWANSON, Sharon. 'USGS Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources for the Oligocene Frio and Anahuac Formations, Onshore Gulf of Mexico Basin, USA.' [en línea] (2009) [en línea] Disponible en: <http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2009/10178swanson/images/swanson.pdf.html>

SWANSON, S.M., KARLSEN, A.W., AND VALENTINE B.J., 2013, Geologic assessment of undiscovered oil and gas resources—Oligocene Frio and Anahuac Formations, United States Gulf of Mexico coastal plain and State waters: U.S. Geological Survey Open-File Report 2013–1257, 66 p., <https://pubs.usgs.gov/of/2013/1257/> pag. 13 de 78.

THOMAS, PHILIP. The Risk of Using Risk Matrices. University of Stavanger. (2013) [en línea] Disponible en: https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/183575/Thomas_Philip.pdf?sequence%20&hx003D;1&hx0026;isAllowed&hx003D;y

THORSEN, Carl. "Stratigraphy and Ostracoda of the Brownstown and Tokio Formations-Southwest Arkansas." (1959). LSU Historical Dissertations and Theses. 546. Disponible en:
https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_disstheses/546

TURLEY, J. A. (2014, March 4). An Engineering Look at the Cause of the 2010 Macondo Blowout. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167970-MS

TRANSOCEAN. Macondo Well Incident. Transocean Investigation Report. Vol. I (2011) [en línea] Disponible en: <http://www.iadc.org/wp-content/uploads/2016/04/TRANSOCEAN-Macondo-Well-Incident-Investigation-Report-Volume-I.pdf>

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUNYA, Investigación de los materiales de una plataforma offshore. Barcelona. Disponible en:
https://www.academia.edu/7422094/INTRODUCCI%C3%93N_A_LAS_PLATAFORMAS_OFFSHORE

UNITED CANTABRIC PETROLEUM BLOG. Estructuras y tipos de plataformas. Disponible en:
<https://cantabricpetroleum.files.wordpress.com/2009/10/plataformas-petroleras-cantabricoo.pdf>

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR. Hagamos visible el desarrollo científico e innovador de la UTB. Simposio de investigación. Cartagena, Colombia. (2017) [en línea] Disponible en:
http://investigaciones.utb.edu.co/sites/investigaciones.unitecnologica.edu.co/files/descargas/memorias_invisible_0.pdf#page=352

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Office of Scientific and Technical Information. Experiences in Supporting Deepwater Horizon Accident Recovery Efforts. (2011) [en línea] Disponible en:
<https://www.osti.gov/servlets/purl/1143439>

U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Assessment of Flow Rate Estimates for the Deepwater Horizon / Macondo Well Oil Spill (2010) [en línea] Disponible en: http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/mina1/docs/FRTG-final-report3_10_11-final-pdf.pdf

U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR. The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement. Report Regarding the Causes of the April 20,2010. Macondo Well Blowout. (2011) [en línea] Disponible en: <http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/mina1/docs/dwhfinal.pdf>

USGS. 'Geologic Assessment of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources in the Lower Paleogene Midway and Wilcox Groups, and the Carrizo

Sand of the Claiborne Group, of the Northern Gulf Coast Region' [en línea] (2017) Disponible en:

<https://pubs.usgs.gov/of/2017/1111/ofr20171111.pdf>

USGS. Preliminary Evaluation of the Coalbed Methane Resources of the Gulf Coastal Plain. (2017)

<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.593.7734&rep=rep1&type=pdf>

USGS, U.S. Geological Survey. Potential for a Basin-Centered Gas Accumulation in Travis Peak (Hosston) Formation, Gulf Coast Basin, U.S.A [en línea] Disponible en:

https://www.usgs.gov/faqs/what-does-usgs-do?qt-news_science_products=3#qt-news_science_products

USCG. UNITED STATES COAST GUARD. Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon In the Gulf of Mexico, April 20-22, 2010 Vol. 1 [en línea] Disponible en:

<https://www.hsdl.org/?view&did=6700>

VANEGAS, DIANA. Evaluación del riesgo ambiental y social por amenaza de explotación de hidrocarburos: caso de estudio río las Ceibas, Huila. Universidad Católica de Colombia. (2015) Bogotá, Colombia. [en línea] Disponible en:

[https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/2936/4/EVALUACION%20DEL%20RIESGO%20AMBIENTAL%20Y%20SOCIAL%20POR%20AMENAZA%20DE%20EXPLORACION%20DE%20HIDROCARBUROS%20CASO%20DE%20ESTUDIO%20RIO%20LAS%20CEIBAS,%20HUILA%20\(1\).pdf](https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/2936/4/EVALUACION%20DEL%20RIESGO%20AMBIENTAL%20Y%20SOCIAL%20POR%20AMENAZA%20DE%20EXPLORACION%20DE%20HIDROCARBUROS%20CASO%20DE%20ESTUDIO%20RIO%20LAS%20CEIBAS,%20HUILA%20(1).pdf)

VELASCO, GABINO. Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon. (2010) [en línea] Disponible en:

<http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre2010/pdf/36-47sp.pdf>

VEOLIA. Veolia desmantelará y reciclará varias plataformas petroleras en Inglaterra. (2017) [En Línea] Disponible en:

<https://www.veolia.com.co/medios-de-comunicacion/noticias/veolia-desmantelara-y-reciclara-varias-plataformas-petroleras-en>

VILLARREAL, DAVID. “Sistemas de Gestión y Metodologías para Análisis y Evaluación de Riesgos de Seguridad”. Universidad Militar Nueva Granada. 2017 [en línea] Disponible en:

<https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/10654/16632/1/VillarrealRugelesDavidOswaldo201>

WASSEL, RAYMOND. The Bridge. Vol. 42, No. 3 Washington. (2012) Disponible en: <https://www.nae.edu/19582/Bridge/62556/62568.aspx>

WELL CONTROL INTERNATIONAL S.A.S. Manual del alumno. (2014) 1a Edición

WILD WELL CONTROL. Método de Control de Pozos