

**ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS DE LA
PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS**

**MARIA ISABEL CADENA VELOZA
IRNEY YOREIMA JOYA JAIMES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS DE LA
PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS**

**MARIA ISABEL CADENA VELOZA
IRNEY YOREIMA JOYA JAIMES**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director (a):
Dra. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A DIOS por darme la vida, guiarme en cada paso que doy y brindarme la oportunidad de culminar esta maravillosa etapa de mi vida.

A mi madre hermosa María Leonor, por darme la vida, por su apoyo y amor incondicional, por depositar su confianza en mí y por sus buenos consejos que me ayudaron en momentos de dificultad. Te amo

A mi padre Delio Cadena por sembrar en mí, confianza y responsabilidad.

A mi hermana Erika, por ser mi motivación a cada día ser mejor, dándole un buen ejemplo profesional y personal. La quiero mucho.

A mi abue linda y tíos especialmente a Rosalba, Alvaro y Jaime, por su apoyo y cariño. Los quiero

A Yore, por ser una excelente persona amiga y colega, gracias por todo su apoyo, confianza y paciencia. La quiero mucho.

A Migue y Yeso por ser parte de mi vida, por brindarme su apoyo, amistad, compañía, comprensión y cariño incondicional. Gracias por todos los momentos vividos, los quiero mucho.

A mis amigos, quienes aportaron a mi vida profesional y personal cosas positivas: Lina, Laura, Jero, Lady, Kelmys, Deísy, Rocío, Juanpa, Pipe, Jaime y todas aquellas personas q me acompañaron en esta etapa de mi vida. Gracias.

Isabel Cadena.

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen por guiarme en cada paso que doy,

A Isabela, por soportarme y entenderme,

*A mis Padres y Guela, lo que soy es el reflejo de las personas que
me formaron, gracias porque nunca dejaron de creer en mí,*

*A Toto, Nana, Luna, Tatan, Pípe, Gago y Nico, son el motor de
mi vida,*

A mi Nono y tíos sin ellos esto no hubiese sido posible,

A Laurís, Jero y Yesid por todo su apoyo y ayuda,

*A mis amigos y compañeros de carrera, las tardes de juegos,
almuerzos y estudios que nadie borrara,*

*Y al destino porque los puso en mi vida, sin ustedes todo sería
tan diferente.*

Yoreíma Joya

AGRADECIMIENTOS

En esta oportunidad los autores deseamos expresar agradecimientos a:

Primeramente a DIOS por darnos la oportunidad de finalizar este proyecto exitosamente y darnos la fortaleza de superar los obstáculos que se presentaron.

Dra. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO, Ingeniera de Petróleos, director(a) del proyecto de grado, por su orientación, colaboración incondicional y aportes.

JORGE ERNESTO CALVETE, Ingeniero de Petróleos, Calificador del proyecto de grado, por sus correcciones y enseñanzas.

REINEL CORZO RUEDA, Ingeniero de Petróleos, Calificador del proyecto de grado, por sus correcciones y enseñanzas.

La UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS), Escuela de Ingeniería de Petróleos y profesores, por darnos la oportunidad de formarnos profesional y personalmente.

CONTENIDO

| | |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN | 25 |
| 1 GENERALIDADES..... | 28 |
| 1.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS. | 28 |
| 1.2 HISTORIA DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA. | 29 |
| 1.3 PANORAMA DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN COSTA AFUERA. | 47 |
| 1.4 PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN COSTA AFUERA..... | 54 |
| 1.4.1 PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN COSTA AFUERA..... | 56 |
| 1.4.1.1 PLATAFORMAS JACK UP..... | 59 |
| 1.4.1.2 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES. | 62 |
| 1.4.1.3 BARCOS PERFORADORES..... | 63 |
| 1.4.1.4 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE UNA PLATAFORMA COSTA AFUERA. | 65 |
| 1.4.2 PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN. | 66 |
| 2 ASPECTOS OPERACIONALES DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS..... | 70 |
| 2.1 ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE. | 71 |
| 2.1.1 SISTEMAS BÁSICOS EN LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN | 71 |
| 2.1.1.1 SISTEMA DE ELEVACIÓN..... | 71 |
| 2.1.1.2 SISTEMA DE ROTACIÓN. | 74 |
| 2.1.1.3 SISTEMA DE CIRCULACIÓN. | 78 |
| 2.1.1.4 SISTEMA DE POTENCIA..... | 83 |
| 2.1.2 SISTEMA DE ANCLAJE Y POSICIONAMIENTO. | 86 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 2.1.2.1 | SISTEMA DE ANCLAS..... | 86 |
| 2.1.2.2 | SISTEMA DE POSICIONAMIENTO DINAMICO. | 87 |
| 2.1.3 | SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO. | 91 |
| 2.1.4 | EQUIPOS DE SALVAMENTO. | 94 |
| 2.1.5 | RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE..... | 95 |
| 2.2 | ASPECTOS OPERACIONALES EN FONDO..... | 100 |
| 2.2.1 | EQUIPOS DE FONDO..... | 100 |
| 2.2.1.1 | BASE GUIA TEMPORAL..... | 100 |
| 2.2.1.2 | BASE GUIA PERMANENTE..... | 101 |
| 2.2.1.3 | LINEAS GUÍAS..... | 102 |
| 2.2.1.4 | CABEZAL DEL POZO MARINO..... | 102 |
| 2.2.1.5 | CONDUCTOR MARINO (RISER MARINO)..... | 103 |
| 2.2.1.6 | SISTEMA TENSIONADOR DEL RISER..... | 108 |
| 2.2.1.7 | SISTEMA DE FLOTACIÓN DEL RISER..... | 109 |
| 2.2.1.8 | SECUENCIA DE EVENTOS A SEGUIR EN LA INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO..... | 109 |
| 2.2.2 | SISTEMA DE PREVENCIÓN..... | 117 |
| 2.2.3 | RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS OPERACIONALES DE FONDO. | 120 |
| 3 | ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS..... | 122 |
| 3.1 | ASPECTOS METEOROLÓGICOS Y OCEANOGRÁFICOS | 126 |
| 3.1.1 | DEFINICIÓN DE LOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS Y RIESGOS RELACIONADOS..... | 126 |
| 3.1.1.1 | VIENTOS..... | 126 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 3.1.1.2 | HURACANES..... | 127 |
| 3.1.1.3 | OLEAJE..... | 128 |
| 3.1.1.4 | TSUNAMIS..... | 129 |
| 3.1.1.5 | MAREA..... | 130 |
| 3.1.1.6 | CORRIENTES MARINAS..... | 131 |
| 3.1.1.7 | ICEBERGS..... | 132 |
| 3.1.2 | RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS | 133 |
| 3.2 | ASPECTOS SOMEROS..... | 138 |
| 3.2.1 | DEFINICIÓN DE LOS ASPECTOS SOMEROS..... | 139 |
| 3.2.1.1 | HIDRATOS DE GAS..... | 139 |
| 3.2.1.2 | DOMOS SALINOS. | 139 |
| 3.2.1.3 | FLUJO DE GAS SOMERO (SHALLOW GAS FLOW). | 140 |
| 3.2.1.4 | FLUJO DE AGUA SOMERA (SALLOW WATER FLOW). | 141 |
| 3.2.2 | RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS SOMEROS | 142 |
| 3.3 | ASPECTOS DEL SUELO MARINO..... | 149 |
| 3.3.1 | SUELO MARINO..... | 149 |
| 3.3.1.1 | VENTANAS DE GAS (GAS VENTS)..... | 150 |
| 3.3.1.2 | VOLCANES DE LODO..... | 151 |
| 3.3.1.3 | COLAPSO DEL SUELO MARINO, SIN TRANSPORTE..... | 153 |
| 3.3.1.4 | MIGRACIÓN DE SUELOS..... | 153 |
| 3.3.1.5 | DESLIZAMIENTO ROTACIONAL DE BLOQUES DE SEDIMENTOS, TALUD ABAJO. | 154 |
| 3.3.1.6 | TRASLACIÓN DE SEDIMENTOS. | 155 |
| 3.3.2 | RIESGOS ASOCIADOS AL SUELO MARINO | 155 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| 4 | ASPECTOS GEOMECÁNICOS DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS..... | 157 |
| 4.1 | PEGAS DE TUBERÍA. | 161 |
| 4.1.1 | MECANISMOS DE PEGAS DE TUBERÍA..... | 161 |
| 4.1.1.1 | PEGAS DIFERENCIALES (Differential Sticking)..... | 161 |
| 4.1.1.2 | EMPAQUETAMIENTOS INDUCIDOS POR SÓLIDOS. | 163 |
| 4.1.1.2.1 | Formaciones o zonas no consolidadas (Unconsolidated formations)..... | 163 |
| 4.1.1.2.2 | Formaciones o zonas móviles (Mobile formations). | 164 |
| 4.1.1.2.3 | Formaciones o zonas falladas y fracturadas (Fractures & Faulted formations)..... | 165 |
| 4.1.1.2.4 | Colapso de Arcillas naturalmente sobrepresionadas (Naturally Over-Pressured Shale Collapse). | 166 |
| 4.1.1.2.5 | Colapso de Lutitas por sobrepresión inducida(Induced Over-Pressured Shale Collapse). | 167 |
| 4.1.1.2.6 | Formaciones o zonas reactivas (Reactive Formations)..... | 168 |
| 4.1.1.2.7 | Pobre Limpieza del hueco. | 169 |
| 4.1.1.2.8 | Formaciones tectónicamente activas | 170 |
| 4.2 | PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN..... | 171 |
| 4.3 | RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS GEOMECÁNICOS | 172 |
| 5 | BASE DE DATOS DE ALGUNOS CAMPOS COSTA AFUERA EN EL MUNDO, PARA ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD | 175 |
| 5.1 | FASES DE DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS..... | 176 |
| 5.2 | TIEMPOS DE PERFORACIÓN. | 177 |
| 5.2.1 | TIEMPO PRODUCTIVO..... | 177 |
| 5.2.1.1 | TIEMPO PRODUCTIVO PLANIFICADO | 177 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 5.2.1.2 | TIEMPO PRODUCTIVO ADICIONAL..... | 178 |
| 5.2.2 | TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT)..... | 178 |
| 5.2.2.1 | TIEMPO POR INESTABILIDAD DEL HUECO..... | 178 |
| 5.2.2.2 | TIEMPO POR PROBLEMAS DE EQUIPOS..... | 179 |
| 5.3 | PRINCIPALES CUENCAS EN EL MUNDO..... | 179 |
| 5.3.1 | ÁFRICA..... | 180 |
| 5.3.1.1 | Angola..... | 181 |
| 5.3.1.2 | Nigeria..... | 186 |
| 5.3.2 | AMÉRICA..... | 190 |
| 5.3.2.1 | Brasil..... | 191 |
| 5.3.2.2 | Estados Unidos..... | 195 |
| 5.3.3 | ASIA..... | 200 |
| 5.3.3.1 | Malasia..... | 201 |
| 5.3.3.2 | India..... | 204 |
| 5.3.3.3 | Indonesia..... | 206 |
| 5.3.4 | EUROPA..... | 207 |
| 5.3.4.1 | Gran Bretaña..... | 208 |
| 5.3.4.2 | Noruega..... | 210 |
| 5.3.5 | OCEANIA..... | 211 |
| 5.3.5.1 | Australia..... | 211 |
| 5.3.6 | OTROS PAISES..... | 212 |
| 6 | ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD..... | 215 |
| 6.1 | ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS..... | 215 |
| 6.2 | ANÁLISIS ASPECTOS OPERACIONALES..... | 218 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.2.1 | ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE..... | 221 |
| 6.2.2 | ASPECTOS OPERACIONALES EN FONDO | 225 |
| 6.3 | ANÁLISIS ASPECTOS GEOLÓGICOS..... | 228 |
| 6.3.1 | ASPECTOS METEOROLÓGICOS | 231 |
| 6.3.2 | ASPECTOS SOMEROS | 234 |
| 6.3.3 | ASPECTOS SUELO MARINO | 237 |
| 6.4 | ANÁLISIS ASPECTOS GEOMECÁNICOS | 240 |
| 6.4.1 | PEGA DE TUBERÍA..... | 243 |
| 6.5 | RECOPIACIÓN DE EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD..... | 248 |
| | CONCLUSIONES | 251 |
| | RECOMENDACIONES..... | 253 |
| | REFERENCIAS | 254 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Definición de aguas profundas y ultraprofundas | 28 |
| Figura 2. Muelles bahía Summerland Beach, California. | 30 |
| Figura 3. Lago Maracaibo, Venezuela | 31 |
| Figura 4. Plataforma de 8 y 6 piernas | 37 |
| Figura 5. Barcaza sumergible de perforación de la compañía | 38 |
| Figura 6. Plaraforma Jack up | 39 |
| Figura 7. Buque de la marina adaptado como barco de perforación | 41 |
| Figura 8. Plataforma estabilizada por columnas. | 45 |
| Figura 9. Principales cuencas – descubrimientos 2011. | 49 |
| Figura 10. Evolución de las reservas de petróleo y gas en el mundo. | 50 |
| Figura 11. Evolución de la producción de petróleo y gas en GBbl-eq por año. | 51 |
| Figura 12. Desglose de la producción mundial de petróleo costa afuera..... | 52 |
| Figura 13. Desglose de la producción mundial de gas costa afuera..... | 52 |
| Figura 14. La producción de petróleo y gas (en KBbl-eqd) por bloque de 500- metros de profundidad del agua. | 54 |
| Figura 15. Tipos de plataformas petroleras. | 55 |
| Figura 16. Unidades de Perforación | 58 |
| Figura 17. Plataforma Jack Up..... | 60 |
| Figura 18. Plataforma Semisumergible..... | 62 |
| Figura 19. Barco Perforador..... | 64 |
| Figura 20. Unidades de producción | 67 |
| Figura 21. Sistema de producción típico en aguas profundas. | 68 |
| Figura 22. Sistema de elevación..... | 72 |
| Figura 23. Sistema de rotación | 75 |
| Figura 24. Sistema de circulación | 79 |
| Figura 25. Sistema de Energía | 84 |
| Figura 26. Diferentes Arreglos de Anclas | 87 |

| | |
|---|-----|
| Figura 27. Sistema de posicionamiento dinámico..... | 89 |
| Figura 28. Sistema de compensación de movimiento..... | 91 |
| Figura 29. Base Guía Temporal..... | 101 |
| Figura 30. Base Guía Permanente | 102 |
| Figura 31. Cabezal de pozo marino | 103 |
| Figura 32. Riser marino | 104 |
| Figura 33. Riser marino | 105 |
| Figura 34. Sistema Tensionador | 108 |
| Figura 35. Ubicación base guía temporal | 111 |
| Figura 36. Perforación del casing estructural en el hueco | 112 |
| Figura 37. Colocación de la base guía permanente y el casing estructural | 113 |
| Figura 38. Perforación del hueco por entre el casing conductor | 114 |
| Figura 39. Bajando conductor con casing head | 115 |
| Figura 40. Preventoras instaladas y listo para perforar hasta profundidad total. . | 116 |
| Figura 41. BOP Submarino..... | 120 |
| Figura 42. Requerimientos para una acumulación de petróleo..... | 124 |
| Figura 43. Etapas de un ciclón tropical | 128 |
| Figura 44. Oleaje | 129 |
| Figura 45. Tsunami..... | 130 |
| Figura 46. Marea Alta | 131 |
| Figura 47. Corriente marina en plataforma costa afuera..... | 132 |
| Figura 48. Iceberg..... | 133 |
| Figura 49. Riesgos asociados a corrientes marinas | 136 |
| Figura 50. Riesgos asociados a la perforación de domos salinos y sus formaciones adyacentes..... | 146 |
| Figura 51. Salida incontrolada de gas por medio de una falla | 151 |
| Figura 52. Volcán de lodo | 152 |
| Figura 53. Esquema colapso de suelo marino | 153 |
| Figura 54. Esquema migración de finos..... | 154 |
| Figura 55. Esquema deslizamiento rotacional de bloques de sedimento | 154 |

| | |
|---|-----|
| Figura 56. Esquema traslación de sedimentos | 155 |
| Figura 57. Ventana Segura de Lodo | 159 |
| Figura 58. Variación de la ventana de lodo con la profundidad | 160 |
| Figura 59. Esquema Pega Diferencial | 162 |
| Figura 60. Ejemplo Comdiciones de una pega diferencial | 163 |
| Figura 70. Esquema Formaciones no consolidadas | 164 |
| Figura 71. Esquema Formaciones Móviles | 165 |
| Figura 72. Esquema Formaciones Facturadas o Zonas falladas | 166 |
| Figura 73. Esquema Arcillas Sobrepresionadas | 167 |
| Figura 74. Esquema Colapso de lutitas por sobrepresión inducida | 168 |
| Figura 75. Esquema Formaciones o zonas reactivas | 169 |
| Figura 76. Esquema Pobre limpieza del hueco | 170 |
| Figura 77. Esquema Formaciones tectónicamente activas..... | 171 |
| Figura 78. Esquema Pérdidas de circulación..... | 172 |
| Figura 79. Fases de desarrollo en aguas profundas..... | 176 |
| Figura 80. Toma de decisiones en tiempo Real..... | 177 |
| Figura 81 Esquema de tiempos de perforación. | 179 |
| Figura 82 Principales Cuencas | 180 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Definición de Aguas Profundas y Ultra-profundas | 29 |
| Tabla 2. Los 7 mayores descubrimientos costa afuera del 2011. | 48 |
| Tabla 3. Plataformas de perforación costa afuera | 59 |
| Tabla 4. Plataformas de producción costa afuera..... | 69 |
| Tabla 5. Comparación sistema de anclaje y posicionamiento dinámico | 90 |
| Tabla 6. Riesgos asociados a los aspectos operacionales en superficie..... | 99 |
| Tabla 7. Riesgos asociados a los aspectos operacionales de fondo | 122 |
| Tabla 8. Riesgos asociados a los aspectos meteorológicos..... | 138 |
| Tabla 9. Riesgos asociados a los aspectos someros | 149 |
| Tabla 10. Riesgos asociados a el suelo marino..... | 157 |
| Tabla 11. Riesgos asociados a los aspectos geomecánicos | 175 |
| Tabla 12. Campo Cameia I, Angola..... | 182 |
| Tabla 13. Campo Greater Plutonio, Angola | 183 |
| Tabla 14. Campo Dalia, Angola | 184 |
| Tabla 15. Campo Girasol, Angola..... | 185 |
| Tabla 16. Campo Agbami, Nigeria..... | 187 |
| Tabla 17. Campo Usan, Nigeria..... | 188 |
| Tabla 18. Campo Bonga, Nigeria..... | 189 |
| Tabla 19. Campo Erha, Nigeria..... | 190 |
| Tabla 20. Campo Roncador, Brasil | 192 |
| Tabla 21. Campo Marlim, Brasil..... | 193 |
| Tabla 22. Campo Lula (Tupi), Brasil | 194 |
| Tabla 23 Campo Barracuda, Brasil | 195 |
| Tabla 24 Campo Mad Dog, Estados Unidos | 197 |
| Tabla 25. Campo Thunder Horse, Estados Unidos..... | 198 |
| Tabla 26. Campo Atlantis, Estados Unidos..... | 199 |
| Tabla 27. Campo Kepler, Estados Unidos | 200 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 28. Campo Kikeh, Malasia | 202 |
| Tabla 29. Campo Kakap Gumusut, Malasia | 203 |
| Tabla 30. Campo Dhirubhai, India | 205 |
| Tabla 31. Campo Abadi, Indonesia | 207 |
| Tabla 32. Campo Rosebank, Gran Bretaña | 209 |
| Tabla 33. Campo Foinaven, Gran Bretaña | 210 |
| Tabla 34. Compilado de campos en el mundo..... | 212 |
| Tabla 35. Aspectos Generales..... | 216 |
| Tabla 36. Aspectos Operacionales | 219 |
| Tabla 37. Aspectos operacionales en superficie..... | 222 |
| Tabla 38. Aspectos operacionales en fondo | 226 |
| Tabla 39. Aspectos geológicos | 229 |
| Tabla 40. Aspectos geológicos: meteorológicos y oceanográficos | 232 |
| Tabla 41. Aspectos geológicos: someros | 235 |
| Tabla 42. Aspectos geológicos: suelo marino..... | 238 |
| Tabla 43. Aspectos geomecánicos | 241 |
| Tabla 44. Aspectos geomecánicos: Pega de tubería..... | 244 |
| Tabla 46. Aspectos geomecánicos: pega de tubería inducida por sólidos..... | 247 |
| Tabla 47. Orden de prioridad de los aspectos basada en el análisis de sensibilidad | 249 |

LISTA DE GRÁFICAS

| | |
|--|-----|
| Gráfica 1. Resultados de análisis general de los problemas presentados en la totalidad de los campos | 217 |
| Gráfica 2. Resultado de análisis de los problemas por continentes..... | 218 |
| Gráfica 3. Resultado de análisis de problemas por fallas en equipos de superficie y fondo..... | 220 |
| Gráfica 4. Resultados de análisis de problemas por fallas en equipos de superficie y fondo, por continente. | 221 |
| Gráfica 5. Resultados de análisis de problemas operacionales en superficie | 223 |
| Gráfica 6. Resultado de análisis Sistemas básicos..... | 224 |
| Gráfica 7. Resultados análisis de problemas operacionales en superficie, por continente. | 225 |
| Gráfica 8. Resultados análisis de problemas operacionales de fondo..... | 227 |
| Gráfica 9. Resultados análisis de problemas operacionales de fondo, por continente. | 228 |
| Gráfica 10. Resultados análisis de problemas geológicos..... | 230 |
| Gráfica 11. Resultados análisis de problemas geológicos, por continente. | 231 |
| Gráfica 12. Resultados análisis de problemas meteorológicos..... | 233 |
| Gráfica 13. Resultados análisis de problemas meteorológicos, por continente. ... | 234 |
| Gráfica 14. Resultados análisis de problemas someros | 236 |
| Gráfica 15. Resultados análisis de problemas someros, por continente..... | 237 |
| Gráfica 16. Resultados análisis de problemas del suelo marino..... | 239 |
| Gráfica 17. Resultados análisis de problemas del suelo marino, por continente. | 240 |
| Gráfica 18. Resultados análisis de problemas geomecánicos. | 242 |
| Gráfica 19. Resultados análisis de problemas geomecánicos, por continente. ... | 243 |
| Gráfica 20. Resultados análisis de problemas geomecánicos por pega de tubería. | 245 |

Gráfica 21. Resultados análisis de problemas geomecánicos por pega de tubería,
por continente.245

Gráfica 23. Resultados análisis de problemas geomecánicos por pega de tubería
inducida por sólidos.248

RESUMEN

TITULO: ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUDAS *

AUTOR: MARIA ISABEL CADENA VELOZA
IRNEY YOREIMA JOYA JAIMES****

PALABRAS CLAVES: Perforación, Aguas Profundas, Aguas Ultraprofundas, Costa Afuera.

Este trabajo cuenta con una recopilación bibliográfica de los aspectos operacionales, geológicos y geomecánicos de la perforación en aguas profundas y ultraprofundas, ya que es importante sentar un conocimiento sobre los factores que pueden afectar el éxito de este tipo de operaciones, y así identificar con mayor claridad las bases de las posibles condiciones, comportamientos y riesgos a los que estará expuesto el prospecto, generando así impacto positivo en los costos, al realizar actividades de perforación mucho más seguras.

Se definen los conceptos de aguas profundas y ultraprofundas, se cuenta la historia de la industria costa afuera, se expone el panorama de reservas y producción, y por último se describen los tipos de plataformas usados durante la perforación y producción de un campo.

Se presenta una base de datos elaborada con información bibliográfica de algunos campos costa afuera ubicados en diferentes partes del mundo. En este sentido para cada campo se recopiló información básica como: nombre del campo, ubicación, profundidad del agua, tipo de fluido, fecha de descubrimiento e inicio de producción, el operador actual y los problemas presentes durante la perforación.

Finalmente se muestra un análisis de sensibilidad, el cual se realizó con la base de datos elaborada, con el fin de identificar los aspectos más críticos durante la perforación, que es una operación compleja, costosa y riesgosa, en ella el retorno de la inversión no está garantizado y la pérdida total del capital por parte de las empresas operadoras es algo latente. Al iniciar la operación la incertidumbre es grande, se tiene un prospecto pero no se tiene certeza de los problemas que se van a presentar mientras se llega al objetivo, de la buena planeación que se haga dependerá el estado en que será entregado el pozo a la siguiente fase.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director de tesis: Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo

ABSTRACT

TITLE: OPERATIONAL, GEOLOGICAL AND GEOMECHANICAL ASPECTS OF DRILLING IN DEEPWATER AND ULTRA-DEEPWATER

AUTOR: MARIA ISABEL CADENA VELOZA
IRNEY YOREIMA JOYA JAIMES****

KEYWORDS: Drilling, deepwater, ultra-deepwater, offshore.

This work has a bibliographic collection of operational, geological and geomechanical aspects of deep and ultra-deep water drilling, it is important to establish a knowledge about the factors that can affect the success of such operations, and thus identify more clearly the basis of possible conditions, behaviors and risks that will be exposed to the prospect generating positive impact on costs, to the activities of drilling much safer.

The concepts of deep and ultra-deep waters are defined, tells the story of the industry offshore, the panorama of reserves and production is exposed, and finally describes the types of platforms used during drilling and production from a field.

Presents a database created with bibliographic information on some Coast fields outside located in different parts of the world. In this sense for each field will collect basic information such as: name of field, location, water depth, fluid type, date of discovery and start of production, the current operator and present problems during drilling.

Finally it is shown a sensitivity analysis, which was carried out with elaborate database, in order to identify the most critical during the drilling, which is a complex, expensive and risky operation in it the return on investment is not guaranteed and the total loss of the capital by the operators is somewhat dormant. Started operation the uncertainty is large, there is a prospect but is no certainty of the problems that will be present as it is the aim of good planning that is done will depend on the State that will be delivered well to the next stage.

* Undergraduate Project

** Physico-Chemicals Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo

INTRODUCCIÓN

El lento desarrollo en la búsqueda de nuevas fuentes de energía que sustituyan al petróleo como motor principal del mundo, la etapa de depleción por la que atraviesan los campos en aguas someras y tierra adentro, el no descubrimiento de nuevas reservas que suplan esta declinación, el desarrollo de nuevas tecnologías dedicadas a la exploración y producción y el considerable aumento en los precios internacionales del crudo, llevan a la industria petrolera a explotar zonas en las que ya se habían incursionado antes pero que por falta de información, equipos adecuados y viabilidad económica era imposible acceder, y aunque los avances tecnológicos actuales son enormes, gran parte de las reservas se encuentran al límite de las posibilidades tecnológicas actuales. En este sentido, los pozos situados en aguas profundas y ultraprofundas tienen una importancia fundamental para el futuro de la industria petrolera ya que perforar a grandes profundidades, implica severas dificultades técnicas y económicas.

Hace ya casi un siglo iniciaba la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas marinas y, a través de los años se observa una evolución de las plataformas, las cuales empiezan siendo adaptaciones rudimentarias de las estructuras con las que se contaba en las operaciones tierra dentro, (estructuras fijas de metal con las cuales se perforaban pocos pies). Con el paso de los años y la presencia constante de problemas, estas plataformas marinas han ido evolucionando hasta convertirse en colosales unidades flotantes, con sensores y equipos de última generación capaces de perforar varios pozos a la vez, o producir, tratar y almacenar gran cantidad de crudo en profundidades de agua de hasta 12000ft bajo condiciones extremas.

Actualmente la perforación de pozos petroleros es una operación compleja, costosa y riesgosa, en ella el retorno de la inversión no está garantizado y la pérdida total del capital por parte de las empresas operadoras es algo latente. Al iniciar la operación la incertidumbre es grande, se tiene un prospecto pero no se tiene certeza de los problemas que se van a presentar mientras se llega al objetivo, de la buena planeación que se haga dependerá el estado en que será entregado el pozo a la siguiente fase.

Es importante tener en cuenta que durante la planeación de un pozo se estipulan los llamados tiempos de perforación que se dividen en tiempos productivos, y en tiempos no productivos (NPT), estos últimos son a groso modo los tiempos perdidos en el taladro solucionando problemas de perforación y control de pozo, lo cual genera pérdidas económicas. Estas pérdidas de tiempo se generan por dos causas principales: falla en los equipos (Aspectos Operacionales) y problemas de estabilidad del pozo (Aspectos geológicos y geomecánicos). Así las cosas garantizar el cumplimiento de las actividades propuestas como productivas y la identificación y mitigación de los NPT garantiza el retorno de la inversión realizada y su rentabilidad.

Teniendo en cuenta este marco de referencia el objetivo principal de este trabajo es realizar una recopilación bibliográfica de los aspectos operacionales, geológicos y geomecánicos de la perforación en aguas profundas y ultraprofundas, ya que es de gran importancia tener un conocimiento amplio y claro sobre los factores que pueden afectar el éxito de este tipo de operaciones, y así identificar con mayor claridad las bases de las posibles condiciones, comportamientos y riesgos a los que estará expuesto el prospecto, generando así impacto positivo en los costos, al realizar actividades de perforación mucho más seguras.

En términos generales esta tesis consta de seis capítulos distribuidos así:

En el primer capítulo se definen los conceptos de aguas profundas y ultraprofundas, se cuenta la historia de la industria costa afuera, se expone el panorama de reservas y producción, y por último se describen los tipos de plataformas usados durante la perforación y producción de un campo.

En el segundo, tercer y cuarto capítulo se definen los aspectos operacionales, geológicos y geomecánicos respectivamente, y los riesgos asociados a cada uno de ellos.

En el capítulo quinto se presenta una base de datos elaborada con información bibliográfica de algunos campos costa afuera ubicados en diferentes partes del mundo. En este sentido para cada campo se recopiló información básica como: nombre del campo, ubicación, profundidad del agua, tipo de fluido, fecha de descubrimiento e inicio de producción, el operador actual y los problemas presentes durante la perforación.

Finalmente en el capítulo sexto se muestra un análisis de sensibilidad, el cual se realizó con la base de datos del capítulo anterior, con el fin de identificar los aspectos más críticos durante la operación de perforación.

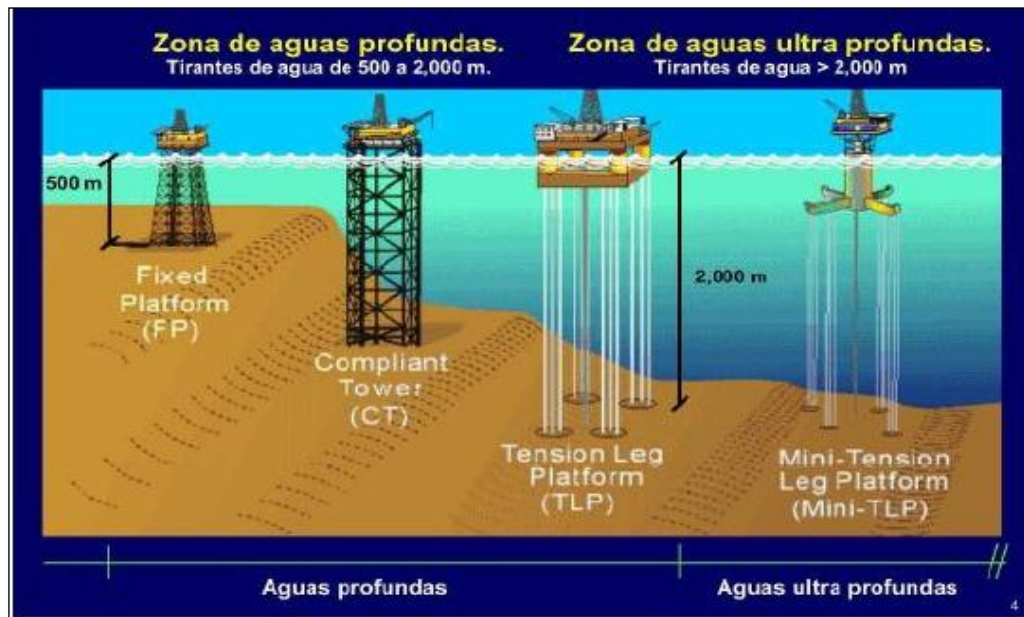
1 GENERALIDADES

1.1 DEFINICIÓN DE AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS. [1]

La exploración y explotación de yacimientos en "Aguas Profundas" se refiere a la exploración y explotación de regiones ubicadas en columnas de agua mayores a 500 metros, medidos desde el espejo de agua hasta el lecho marino, y que llegue hasta máximo 2000 metros; Por otro lado, cuando la columna de agua supera los 3000 metros se considera Aguas Ultraprofundas, tal y como se ilustra en la Figura 1.

La experiencia ha demostrado que las aguas profundas constituyen un ambiente extremadamente difícil; ir a más profundidad ha requerido de nuevos diseños de equipos de perforación, los cuales son capaz de soportar dichas condiciones extremas.

Figura 1. Definición de aguas profundas y ultraprofundas



Tomado de: ESPINOSA, Ricardo. Equipos y componentes de una plataforma semisumergible de 6ª generación. **Internet** (<http://es.scribd.com/doc/56073316/tesis>).

Existen diferentes consideraciones sobre profundidades de agua a partir de las cuales se puede definir un pozo en aguas profundas, dependiendo del lugar en el que se opere. La Tabla 1 ilustra algunos ejemplos de estas clasificaciones utilizadas por algunos países, ya que no existe una convención internacional que limite este concepto.

Tabla 1. Definición de Aguas Profundas y Ultra-profundas

| PAÍSES | AGUAS SOMERAS (m) | AGUAS PROFUNDAS (m) | AGUAS ULTRAPROFUNDAS (m) |
|-----------------------------------|-------------------|---------------------|--------------------------|
| América | <400 | 400 - 1300 | >1300 |
| Mar del Norte/Reino Unido/Noruega | <300 | 300 - 2000 | >2000 |
| Brasil | <400 | 400 - 1000 | >1000 |

Tomado de: SKEELS, Brian., Subsea Systems –Where are We Now and Where are We Going?.

1.2 HISTORIA DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA. [2]

Las operaciones costa afuera inician a principios del siglo XIX, cuando en 1887, en las costas de Summerland, California, el señor H. L. Williams, compra una propiedad que muestra características de presencia de hidrocarburos, lo cual resulta verídico. Decide extender los trabajos que realizan en tierra firme hacia la costa, dentro del Canal de Santa Bárbara, y observa pequeñas manchas de aceite sobre el agua.

En 1897, se completa el primer pozo petrolero perforado costa afuera. La perforación de este pozo se logra mediante el uso de un muelle que sirve de base para albergar la torre de perforación y todo el equipo requerido. Este primer pozo costa afuera es perforado solo 38 años después del pozo del Cnel. Drake. Se

construyen once muelles en el lugar y para el año 1900 la perforación comienza a ser llevada a cabo desde la orilla hasta 150 metros costa afuera. Cinco años más tarde, unos 150 pozos costa afuera están produciendo petróleo (Figura 2). La producción de los muelles de California aún continúa.

Figura 2. Muelles bahía Summerland Beach, California.



Tomado de: Pending merger of giant drillers signals long life for deepwater operations
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

Entre 1900 y 1910, la perforación costa afuera sufre un cambio importante, porque empieza la explotación en los grandes lagos, tal es el caso del Lago Ferry en Luisiana. Inicialmente los pozos son perforados desde muelles apoyados en la orilla, y más tarde, desde pequeñas plataformas construidas en madera, sobre las cuales se edifican grandes torres de perforación. Estas bases son soportadas por fuertes troncos de cipreses que hacían la labor de pilotes apoyados en el lecho del lago.

En 1922 se descubre aceite bajo las aguas del lago Maracaibo en Venezuela. La perforación comienza con plataformas de madera construidas en aguas poco

profundas. Para 1930 el lago es saturado con torres de perforación y plataformas de producción. Además, se utilizan tuberías debajo del agua para transportar el aceite del lago hacia la orilla. Hay un desarrollo intenso de la industria dentro y fuera del lago Maracaibo y se estima que para 1980 están operando alrededor de 6000 plataformas dentro del mismo.

Durante este periodo la tecnología de las plataformas de perforación es muy básica, sin embargo se da un gran salto al cambiar de plataformas de madera a estructuras de concreto (Figura 3).

Figura 3. Lago Maracaibo, Venezuela



Tomado de: Pending merger of giant drillers signals long life for deepwater operations
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

A finales de los años veinte se construyen varios muelles de acero para producción en las zonas de Rincon y Elwood, California, hasta una distancia de

500 metros mar adentro. En ellos se perforan nuevos pozos que resultan altamente productivos.

El desarrollo de la industria costa afuera en California es impulsada por la empresa Signal Oil and Gas Company. Alrededor de 1930 la compañía perfora en la zona de Elwood, California y en 1938 comienza a perforar en la cuenca de Long Beach Harbor. Sin embargo este desarrollo en la década de los treinta se ve limitado por la inaccesibilidad de las áreas productoras, pero pronto con la construcción de nuevos caminos, se amplía el horizonte para explotar más eficazmente estos campos petroleros.

Las perforaciones marinas en el Golfo de México comienzan en 1930 con pozos ubicados en las ciénagas y pantanos de Luisiana. En estos lugares se utilizan pequeñas plataformas de madera, las cuales suplen a las barcazas que no pueden llegar a las zonas de perforación y producción.

En 1931 se construye una plataforma de madera en las costas de Cameron, Luisiana, en una columna de agua de 12 pies a una distancia de 90 metros desde la costa.

En 1932 una compañía llamada Indian Petroleum Corp., demuestra que es capaz de explorar a una distancia de hasta 800 metros desde la costa. En vez de construir un muelle monumentalmente largo, deciden construir solo una porción de éste con pilotes y soportes de acero entrecruzados, agregan un piso, barandales y una torre de perforación. Para septiembre de 1932, la “isla de acero” de 60 x 90 pies, es terminada en una columna de agua de 38 pies y un claro de 25 pies desde el nivel del mar hasta el piso de perforación. Esta plataforma en mar abierto soporta una torre de perforación estándar de 122 pies de alto asociada a un equipo de perforación con mesa rotatoria. Se mantiene en operación hasta 1939, fecha en que se concluye su tercer pozo, el cual reporta un gasto de 40 Bpd; en junio de 1940 una tormenta en el Pacífico la destruye.

En 1937 se encuentra evidencia de la existencia de crudo al oeste de Creole, California, incluso se observan manchas de aceite sobre el mar. Las empresas Superior Oil Company y Pure Oil Company arriendan una propiedad de 30 km² de superficie terrestre y 135 km² costa adentro.

Comisionan a la empresa Brown & Root, Inc., para diseñar una plataforma que pueda ser instalada en una columna de agua de 14 pies y 1.6 km de distancia desde la línea costera. La plataforma es diseñada para soportar mareas elevadas e incluso huracanes y es construida con troncos de madera que a su vez hacen la función de pilotes de soporte. Cuenta con una base de 100 x 300 pies desde la cual se lleva a cabo la perforación convencional de un pozo, comienza a producir en 1938, y da lugar a la apertura del campo Creole.

En 1938, aproximadamente a una distancia de 1.5 km costa afuera de la playa McFadding, Texas, se construye una plataforma de 50 x 90 pies. Fabricada con troncos de madera; se ubica en una columna de agua de 12 pies.

Desde 1937 a 1942, se perforan aproximadamente 25 pozos desde los pilotes de madera cimentados costa afuera en el Golfo de México.

Estas operaciones costa afuera muestran la gran cantidad de problemas que deben superarse si se desea continuar de una forma segura y eficiente. Ninguna de las empresas petroleras o compañías de servicios están preparadas para este tipo de operaciones. La base de suministros más cercana a las plataformas del campo Creole se encuentra a 21 km, en Cameron, Luisiana.

A causa de la indisponibilidad de radios, todas las órdenes del equipo requerido, deben que ser enviadas en el primer barco que pasa. Todo el equipo pesado tiene que ser llevado sobre barcasas, las cuales son remolcadas por botes camaroneros alquilados. Las torres de perforación son transportadas una a una hasta su locación. Cuando la niebla se asienta en el lugar, las plataformas solo pueden ser

localizadas haciendo girar los botes y guiándose por los sonidos de las operaciones.

Los problemas se presentan también por la acción desgastante del mar sobre las plataformas y por el daño que causan los huracanes.

Más adelante se realizan las primeras operaciones para remover tubería de revestimiento y colocar tapones de abandono. Con el comienzo de la segunda guerra mundial las actividades costa afuera se interrumpen y no se reanudan sino hasta 1945 cuando el Estado de Luisiana comienza a reactivar sus operaciones.

Al final de la guerra hay un excedente de barcos y barcasas de la marina que están disponibles para la industria petrolera. En un principio son adaptados para realizar operaciones de apoyo en los trabajos de perforación costa afuera. En ellos se instalan los sistemas de lodos y los equipos de generación eléctrica, además de almacenar los consumibles necesarios, lo cual ayuda a los ingenieros a reducir el peso neto de las plataformas en un factor de 10.

En 1946 la empresa Magnolia Oil Co., construye una plataforma en 140 pies de columna de agua y aproximadamente 8 km costa afuera; es la primera operación llevada a cabo tan lejos de la orilla. La plataforma medía 174 pies de largo por 77 de ancho y se erige 19 pies por encima del máximo nivel de la marea promedio. La construcción es hecha en el sitio y toma cerca de 60 días para terminarla. Un total de 338 pilotes de acero soportan la plataforma. Las comunicaciones se mantienen por radio. Los trabajadores de la cuadrilla se hospedan en una embarcación anclada en la isla Eugene, Luisiana.

Dos botes son usados como medio de transporte entre la plataforma y la embarcación habitacional.

La plataforma es diseñada para resistir vientos de huracanes de hasta 240 km/h y olas de una altura máxima de 18 pies. Desde ella se perforan tres pozos gracias a que el mástil puede ser deslizado a distintas posiciones sobre la plataforma. Está

construida con pilotes de metal y, desde ese momento, las plataformas de madera dejan de fabricarse.

En el verano de 1947 en el Golfo de México se lleva a cabo la construcción de una plataforma de perforación mucho más pequeña, solamente medía 250 m² de área, en contraste con los 1,800 a 3,000 m² que miden las primeras plataformas. Esta estructura se instala en una columna de agua de 180 pies a 17 km de la orilla. La plataforma tiene solo la torre de perforación y alguna maquinaria básica, sin embargo, se hace acompañar de un buque de guerra que se adapta como barco habitacional para albergar a las cuadrillas de trabajadores y como almacén de víveres y herramientas que se requieran durante las operaciones o cualquier otro aditamento que sea necesario. El sistema de la pequeña plataforma de perforación con el barco de acompañamiento llega a ser muy popular debido a la gran reducción en los costos de construcción y mantenimiento.

El 9 de septiembre de 1947 se pone en producción el primer pozo de esta plataforma. Diez días más tarde el huracán más fuerte de la estación golpea el Golfo de México con vientos que superan los 150 km/h y para satisfacción de todos, la plataforma resiste, todos sobreviven, no hay daños materiales y el primer yacimiento gigante en ser abierto costa afuera comienza a producir en las costas de Texas. Este evento provoca una reevaluación de los parámetros de diseño de plataformas.

En 1949 se diseña un barco con torre de perforación para realizar trabajos costa afuera. Los diámetros de los pilotes se incrementan, las plataformas tienen menos pilotes pero de mayor diámetro, lo que permite contar con un mayor espacio para los refuerzos entrecruzados, se fabrican torres de perforación más ligeras.

A mediados de 1950, el tamaño promedio del diámetro externo de los pilotes es de 30 pulgadas. En 1969 éste promedio tiene un incremento hasta llegar a las 48 pulgadas. Los primeros pilotes tienen espesores tan delgados como 3/8 de

pulgada. Para mayo de 1949 existen 10 plataformas en el Golfo de México y realizan trabajos a varios km costa afuera y 25 plataformas en licitación.

El año de 1947 se construyen dos plataformas que son el diseño estándar por muchos años. La empresa Superior Oil Company hace un cambio radical en el diseño de su plataforma de tal forma que puede operar 29 km costa afuera en columnas de agua de 200 pies. El tamaño final de la plataforma es de 173 x 108 pies.

Esta se encuentra implementada con una torre de perforación, equipo y herramientas, tuberías de producción y todas las instalaciones de soporte. La zona habitacional se encuentra en una plataforma separada que está conectada a la plataforma de perforación mediante un puente.

El nuevo diseño llamado de seis piernas, es fabricado en tierra y transportado costa afuera hasta su lugar de posicionamiento empleando barcos, los cuales poco a poco van desplazando la estructura dentro del agua con el uso de una grúa. (Figura 4).

Una vez puesta en su lugar se fija en el lecho marino con 268 pilotes de metal de 8 y 10 pulgadas de diámetro, los cuales se conducen a través de estas piernas de sobrecubierta. Las piernas sirven como guía para los pilotes tubulares.

Este método de construcción permite instalar las estructuras dentro del agua en un tiempo record de 9 días, contrastando los dos meses que toma la instalación por el método tradicional que se basa en construir las estructuras en el lugar de operación. El nuevo diseño también permite el uso de refuerzos de la estructura por debajo del agua, ya que los viejos tipos de plataformas solamente son reforzados desde la superficie del mar hacia arriba, lo cual las lleva a presentar una resistencia lateral muy limitada al impacto de las fuerzas climatológicas.

En un principio no resulta ser un problema porque esta diseñadas para trabajos en aguas someras pero con el nuevo método de construcción se logra colocar a las plataformas en aguas mucho más profundas.

Figura 4. Plataforma de 8 y 6 piernas



Tomado de: Pending merger of giant drillers signals long life for deepwater operations
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

El desarrollo de las unidades móviles de perforación, logra reducir los costos de las operaciones ya que se puede llevar dentro o fuera de las locaciones. Su implementación data de 1949.

En ese año hay solamente un barco con una torre de perforación. Las operaciones costa afuera en el Golfo de México se ven entorpecidas debido a la controversia que existía en el gobierno (norteamericano) sobre la propiedad de los barcos que realizan las operaciones. La disputa es resuelta gracias a la aprobación de una ley que regula el uso de los barcos en 1953.

Desde ese momento, las operaciones en el Golfo de México y el desarrollo de nuevas tecnologías presentan una aceleración importante.

A finales de la década de los cuarentas y principio de los cincuentas, se desarrolla un gran número de este tipo de torres de perforación y se mejoran en un periodo de tiempo muy corto.

Se implementa la barcaza tipo poste, la cual consiste de una barcaza con la torre de perforación montada sobre ella (Figura 5). La barcaza es hundida en la locación con la torre de perforación fuera del agua.

Luego aparece una barcaza que puede sumergirse y que cuenta con largas columnas verticales que proveen suficiente estabilidad al transportar la torre de perforación.

Figura 5. Barcaza sumergible de perforación de la compañía

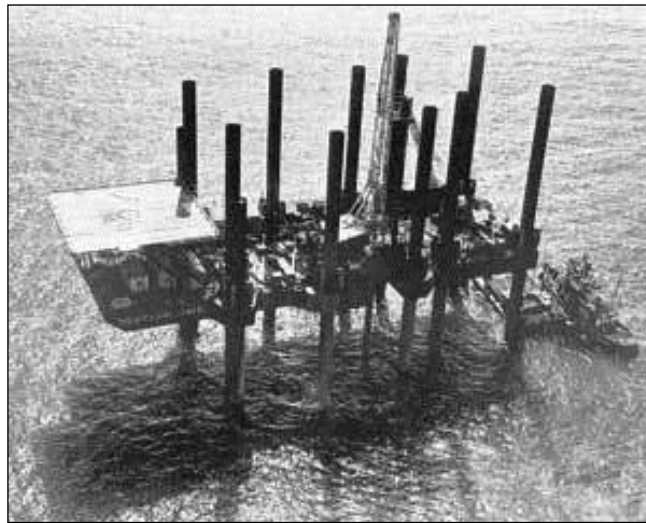


Tomado de: Pending merger of giant drillers signals long life for deepwater operations
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

Finalmente viene la plataforma de perforación tipo “Jackup” (Figura 6), la cual consiste en un casco de barcaza con piernas verticales que pueden ser desplazadas hacia el lecho marino para que una vez asentadas tengan la capacidad de levantar este casco que se convierte así en la base o piso que

soporta la torre de perforación fuera del agua. Mientras que este tipo de plataformas son adaptadas para trabajar en aguas poco profundas del Golfo de México, distintos barcos de perforación y mejores técnicas de operación comienzan a desarrollarse para las costas de California. En ese lugar, las columnas de agua exceden los 500 pies de profundidad y los campos se localizan dentro de un límite de 5km costa afuera.

Figura 6. Plataforma Jack up



Tomado de: Modern offshore fleet comprised of same rig types as in the 1950s
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

Los ingenieros civiles e industriales son los principales responsables del desarrollo de plataformas sumergibles y del tipo “Jack up”, sin olvidar a los arquitectos e ingenieros navales quienes son llamados para adaptar los barcos militares para la industria petrolera. Ingenieros mecánicos de los campos petroleros son designados para desarrollar los equipos especializados de perforación, tanto superficiales como submarinos. Con estos desarrollos es posible obtener núcleos de las formaciones.

Todas las piezas de las plataformas tipo “jackup” se construyen en tierra y se instalan en el lugar de operación con el uso de grúas de 250 toneladas de capacidad.

En 1956 se hacen consideraciones más minuciosas sobre el tamaño del piso de la plataforma y el área necesaria para el piso, se reduce hasta un promedio de 110 x 140 pies. Este importante desarrollo logra una gran reducción en el tiempo de instalación.

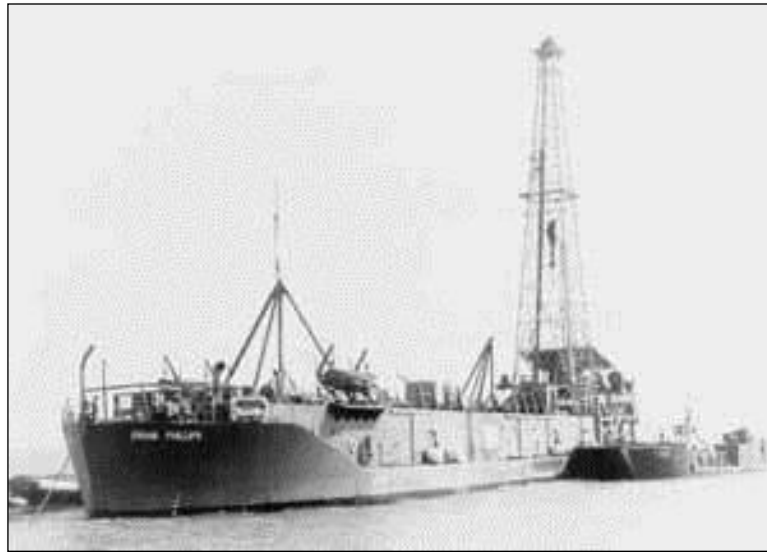
En 1955 entra en operación la primera plataforma que sobresale 100 pies sobre el nivel del agua. Cuenta con un piso de 220 x 106 pies. Esta nueva plataforma construida por la compañía petrolera Shell (Shell Oil Company) emplea un sistema tipo “jackup”.

Los botes patrulla de la marina también son convertidos en barcos de perforación con los mástiles y las mesas rotarias implementadas en uno de sus costados. El primer barco de perforación con mesa rotaria comienza a dar servicio en 1953 y fue capaz de perforar en columnas de agua de 400 pies y profundidades de formación de hasta 3,000 pies.

Las características de movimientos inversos que son capaces de realizar este tipo de barcos de perforación, combinadas con la mesa rotaria que llevan en el costado, alientan a los ingenieros y perforadores de la industria petrolera costa afuera para encontrar la forma de reducir los efectos de las mareas durante las operaciones y brindar mayor estabilidad en las mismas.

En 1955, un grupo de ingenieros con ideas innovadoras, piensa en cambiar la torre de perforación del costado del barco hacia el centro del mismo para reducir los efectos del movimiento (Figura 7). De esta forma se logra terminar un pozo centrado que se acopla verticalmente a través del casco.

Figura 7. Buque de la marina adaptado como barco de perforación



Tomado de: Pending merger of giant drillers signals long life for deepwater operations
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

Esto marca el camino para lo que hoy en día son los barcos de perforación. Avances tecnológicos en los sistemas submarinos, equipos de prevención dentro de los barcos, posicionamiento dinámico, compensadores de movimiento, sistemas de control y sistemas de navegación, todos contribuyen satisfactoriamente al desarrollo de la perforación durante 50 años.

Mientras este tipo de barcos se desarrollan en las costas de California, un sistema diferente de estabilidad del barco comienza a desarrollarse en aguas del Golfo de México; el semisumergible o barco de perforación con columna estabilizada. Este es desarrollado tomando como base el casco de un buque de guerra, y su principal característica es que puede perforar mientras flota en vez de apoyarse sobre el lecho marino. Este tipo de plataformas presentan características superiores de movimiento y hoy en día son usadas extensivamente en el mar del norte y en la costa este de Canadá.

En 1959 se tiene que instalar una plataforma en una columna de agua de más de 200 pies. El hecho de instalar plataformas en aguas cada vez más profundas trae consigo mayores retos a vencer, tanto en sus requerimientos funcionales como en sus configuraciones estructurales.

La empresa British Petroleum Company en 1950 participa en operaciones de exploración en Umm Shaif en las costas de Abu Dhabi en el Golfo Pérsico. Allí, la perforación se lleva a cabo en tirantes de agua poco profundos, llegando como máximo a los 100 pies desde la superficie hasta el lecho marino. A pesar de esto, los problemas relacionados con la tecnología costa afuera son esencialmente los mismos y el desarrollo de esta región va creciendo a través de los años.

En el Canal de Santa Bárbara se construyen dos plataformas muy importantes. La primera, construida en 1966, es concebida en una acción arriesgada por parte de las empresas Mobil Oil Company y la Atlantic Richfield Company.

Se configuran ocho pilotes para soportar la estructura de tal forma que se puede hacer un símil con una falda, es decir, alrededor del piso (de allí su sobrenombre "skirt"). En esencia se trata de una plataforma tipo "jackup" de seis pilotes a los que se le agregan dos más. Es instalada a una distancia aproximada de 4 km al sureste de Goleta, California, en 211 pies de columna de agua.

Es nombrada Holly y se diseña para contar con una capacidad de 30 pozos de perforación y producción.

Por razones económicas, la plataforma es fabricada en un patio de construcción ubicado en el Golfo de México, además, los componentes para terminarla son remolcados unos 6.5 km a través del Canal de Panamá hasta el sitio de operación.

La plataforma Holly cuenta con dos pisos, uno de producción de 60 x 100 pies a una elevación de 38 pies por encima del nivel promedio del mar, y otro piso de perforación de 80 x 125 pies a una elevación de 60 pies por encima de este mismo nivel. Estos pisos son fabricados con placas sólidas de metal que se instalan

sobre grandes bigas que se unen para formar un entrecruce de seguridad auxilias de bridas. Por encima del piso de perforación se instala un helipuerto cuadrado de 45 pies por lado a una elevación de 80 pies. Este helipuerto puede recibir helicópteros de hasta 10 pasajeros. Los ocho pilotes de 36 pulgadas de diámetro externo son conducidos al lecho marino hasta incrustarse en promedio 100 pies dentro del mismo.

Se instalan cinco oleoductos de 6 pulgadas de diámetro externo para facilitar la conducción y la producción de aceite crudo hacia la costa. Debido al tamaño de los piso de la plataforma Holly, éstos se instalan por partes, primero son divididos en nueve segmentos que pueden pesar más de 100 toneladas cada uno, posteriormente los segmentos se transportan y se levantan en el sitio de operación empleando un barco grúa de 120 toneladas de capacidad.

La segunda plataforma que se describe es la Exxon 850. Se instala en el Canal de Santa Bárbara en 1976 en una columna de agua de 850 pies. La plataforma se localiza aproximadamente a 40 km al oeste de la ciudad de Santa Bárbara y a 8 km costa afuera y resulta ser un buen ejemplo de una plataforma autosuficiente. La buena combinación entre plataforma de perforación, producción y habitación hace posible perforar y poner en producción 28 pozos.

La plataforma fue llamada "Hondo". Esta plataforma es un diseño típico de una gran cantidad de plataformas que se encuentran a lo largo de la costa de California, es diseñada en un principio para resistir maremotos. Los tres requerimientos básicos que deben presentar en su diseño son:

- 1) Resistir todas las cargas esperadas durante la fabricación, transporte e instalación.
- 2) Resistir todas las cargas esperadas durante la presencia de maremotos, tormentas severas y huracanes.

3) Funcionar como una plataforma autosuficiente que combine perforación, producción y hospedaje del personal.

Esta plataforma al igual que la Holly, es fabricada en dos secciones que son transportadas en barcos no más grandes que 450 pies de largo. Después de llegar al sitio de operación costa afuera y de lanzar las piernas desde los barcos, las dos piezas de la plataforma son acopladas en el agua.

En 1965 se instala una de ellas en una columna de agua de 285 pies y en 1967 se instala otra en 340 pies de columna de agua.

A principios de 1970 la empresa Shell Oil Company instala una plataforma en el Golfo de México en 373 pies de columna de agua. La empresa Tenneco Corporation instala una plataforma a 210 km de las costas de Luisiana en una columna de agua de 375 pies. Esta plataforma alcanza una altura de 400 pies y un peso total de alrededor de 8000 toneladas.

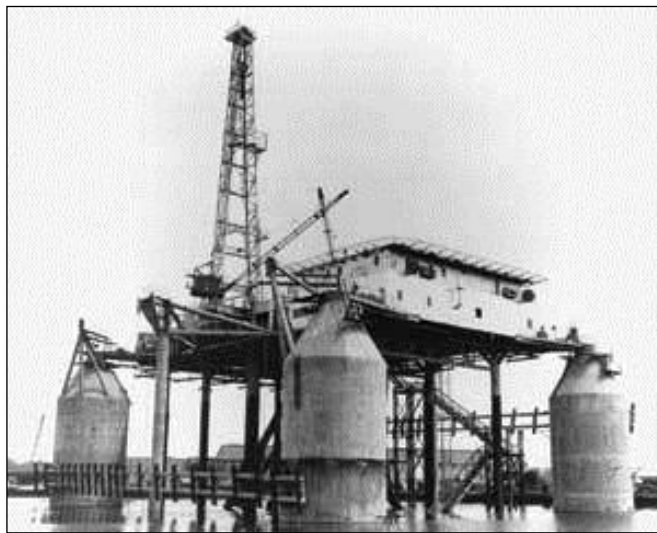
Posteriormente la empresa Shell Oil Company instala una plataforma en 1020 pies de columna de agua, cerca de 160 km al sureste de Nueva Orleans, Luisiana y que sirve como distintivo de la Compañía Shell (Continental Shell).

Durante 1970 el Mar del Norte capta la mayoría de la atención con el aparición de enormes requerimientos de peso muerto y estructuras de concreto con cierta gravedad específica, especificaciones que compiten con las tradicionales estructuras de acero templado. Ochenta estructuras de concreto son instaladas en aguas profundas del Mar del Norte en columnas de agua de 240 a 540 pies. Estas plataformas llegan a tener pesos muertos de 40000 toneladas.

Mientras tanto, la tecnología de estructuras de acero compite satisfactoriamente cuando se trata de plataformas de menor peso para trabajos en el Mar del Norte y de esta forma recupera fuerza y presencia además de seguir desarrollando y consiguiendo profundidades mayores en El Golfo de México.

En 1978, la plataforma “Cognac”, (Figura 8) es instalada en tres piezas en una columna de agua de 1025 pies en el Golfo de México. Estructuras de una sola pieza son posibles para aguas profundas gracias a los avances tecnológicos de barcasas de transporte y de lanzamiento. La “Garden Banks” es instalada en una sola pieza en una columna de agua de 680 pies en el Golfo de México en 1976.

Figura 8. Plataforma estabilizada por columnas.



Tomado de: Modern offshore fleet comprised of same rig types as in the 1950s
(<http://www.offshore-mag.com/articles/>)

La plataforma “Cerveza” en 935 pies y “Liguera” en 915 pies de columna de agua, son instaladas también en el Golfo de México en 1981 y 1982 respectivamente. En 1988 se implementan plataformas tipo “Jackup” de mayor capacidad de columna de agua, de hasta 1200 pies. Estas estructuras se implementaron en el Canal de Santa Bárbara y en el Golfo de México.

También se instalan otras estructuras especiales. En 1966, una estructura de acero para almacenamiento de aceite es puesta en servicio en el Golfo de México.

Tres domos de acero para almacenamiento de aceite con una capacidad de 500,000 barriles, parecidos a copas de champagne invertidas, son instalados en el Golfo Árabe en 1969, 1971 y 1972. Se instalan varias columnas articuladas en el Mar del Norte para servir como tanques o dispositivos de almacenamiento para distribución y entrega de aceite crudo. Los barcos de almacenamiento y de perforación han sido utilizados en varias ocasiones para soportar y proveer las facilidades necesarias para la separación de gas, aceite y agua, así como para proporcionar un almacenamiento temporal de los hidrocarburos producidos. Se instala una estructura de acero con capacidad para almacenar un millón de barriles de aceite en el Mar del Norte y cuenta con un piso de 30,000 toneladas de peso.

En 1984 se instala una plataforma de piernas tensionadas (TLP) en el Mar del Norte, las cuales son comúnmente utilizadas para columnas de agua de más de 1200 pies y que curiosamente se habían diseñado para servir como aeropuertos flotantes durante la segunda guerra mundial. Cada una de estas estructuras representa un gran avance en la tecnología costa afuera.

Durante la evolución de plataformas costa afuera, la nueva disciplina de ingeniería marítima da apertura a los equipos interdisciplinarios de trabajo ya que se veían involucrados profesionales de distintas áreas. Ingenieros oceánicos se ven inmersos en ingeniería estructural, mecánica de suelos, los efectos hidrodinámicos de las corrientes marítimas, dinámica de estructuras, métodos de análisis estáticos, y análisis de las técnicas de seguridad.

El equipo, métodos y técnicas de terminación, producción y mantenimiento de pozos sobre el lecho marino, presentan también grandes avances desde que el primer pozo submarino es terminado a finales de los años cincuenta. Las primeras válvulas de seguridad o árboles de Navidad mojados, son creados con la misma tecnología convencional de válvulas y bridas con la que se fabrican los árboles de pozos terrestres.

Una compañía inglesa desarrolla una nave submarina que es equipada con cámaras de televisión y que se puede maniobrar con propulsores. Este sistema integrado dentro de la cabeza del pozo es el primer intento de eliminar la dependencia de buzos en las operaciones submarinas, no obstante los buzos juegan un papel importante en el desarrollo de las operaciones costa afuera.

Se instalan complejos sistemas multipozos en el lecho marino. Hoy en día son muy comunes los sistemas de control que combinan hidráulica, electrónica, sistemas de señales de y transmisión acústica, vehículos remotos (ROV's), entre otros, los cuales representan ya una parte primordial en los trabajos costa afuera.

1.3 PANORAMA DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN COSTA AFUERA. [3] [4]

El rápido declive en las reservas de hidrocarburos en tierra firme fija el interés en las reservas existentes costa afuera, donde se encuentra gran parte de las reservas futuras. En los últimos años la exploración y producción costa afuera aumento significativamente, teniendo un papel importante en la economía mundial.

Durante la década de 1920 un significativo número de campos en Azerbaiyán y Venezuela fueron incorporados a la producción, pero realmente la extracción de hidrocarburos costa afuera se inició en el Golfo de México en la década de 1950.

A causa de la primera crisis del petróleo de 1973 y, el rápido aumento de los precios del crudo, los gobiernos y principalmente los gobiernos Europeos quisieron aumentar la independencia energética de Medio Oriente y Norte de África. Los países que contaban con zonas costeras como el Reino Unido y Noruega comienzan a explorar sus reservas en profundidades de agua entre 100 y 150 metros.

En la actualidad las empresas petroleras más importantes en el mundo están recurriendo a la exploración y producción en aguas profundas y ultraprofundas para lograr aumentos en la producción de hidrocarburos.

En los descubrimientos hechos en 2011, se observa que sólo 10 cuencas sedimentarias (9 en costa afuera), representan el 75% de los descubrimientos totales del mundo, como se observa en la (Tabla 2, Figura 9). Muchos de estos descubrimientos fueron hechos en cuencas a grandes profundidades costa afuera que se dice que son las más petrolíferas del mundo.

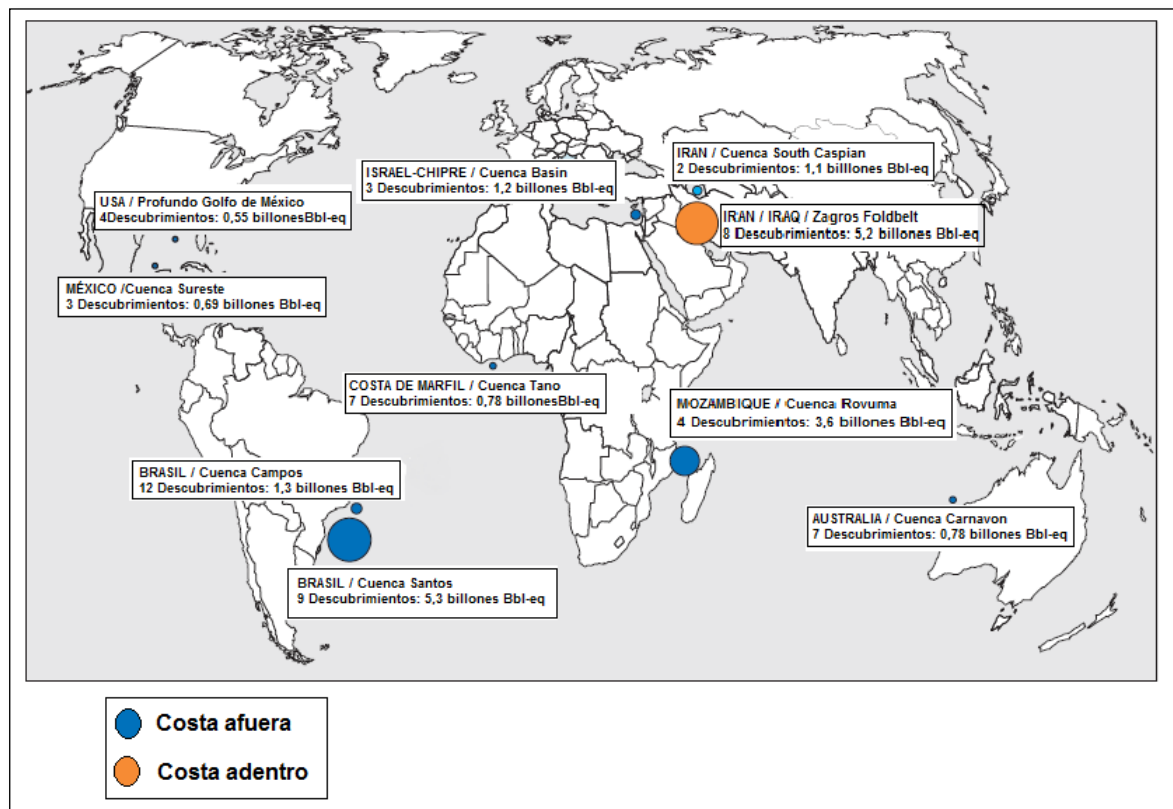
Este fue el caso para los descubrimientos hechos en el Golfo de México en Estados Unidos, en la cuenca Carnarvon en Australia y en las cuencas de Campos y Santos en Brasil. La estimación de las reservas en la cuenca de Santos aumentó un 5,3 MBbl-eq para el 6^o año consecutivo, y en más de 1 mil millones de barriles equivalentes de petróleo se han descubierto en esta cuenca. Fue así que esta cuenca fue considerada el descubrimiento del año.

Tabla 2. Los 7 mayores descubrimientos costa afuera del 2011.

| CIUDAD | CUENCA | CAMPO | TIPO | HC's LIQUIDO (10 ⁹ Bbl) | HC's GAS (10 ⁹ m ³) | TOTAL (10 ⁹ Bbl-eq) |
|----------------|--------------------|------------------|--------|---------------------------------------|---|-----------------------------------|
| Brasil | Santos | Libra | Aceite | 4,0 | 128,6 | 4,8 |
| Mozambique | Rovuma | Mamba South | Gas | 0 | 428,6 | 2,6 |
| Chipre | Levant | Aphrodite | Gas | 0 | 200 | 1,2 |
| Azerbaijandjan | Caspian | Deep Absheron | Gas | 0,1 | 85,7 | 0,6 |
| Mozambique | Rovuma | Camarao | Gas | 0 | 98,9 | 0,6 |
| Iran | South Caspian | Sandar Jangal | Gas | 0 | 85,7 | 0,5 |
| Estados Unidos | Golfo de México | Mocassin | Aceite | 0,4 | 2,9 | 0,4 |

Tomado y modificado de: Energies Nouvelles, The search for new oil and gas reserves-panorama 2013. Internet: (<http://www.ifpennergiesnouvelles.com>)

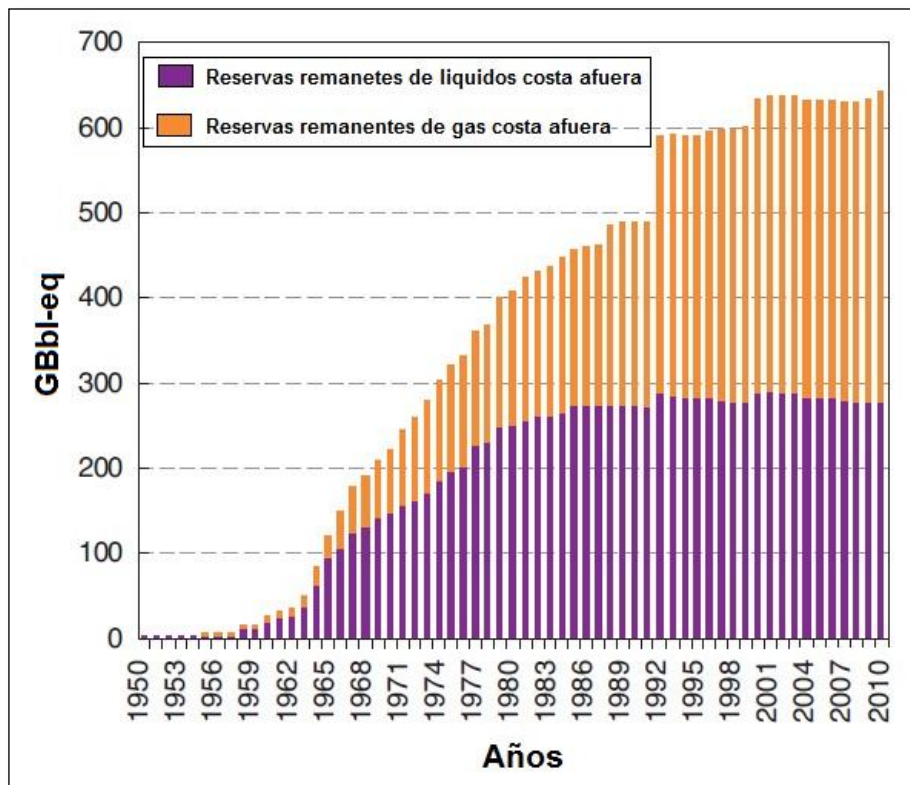
Figura 9. Principales cuencas – descubrimientos 2011.



Tomado y modificado de: Energies Nouvelles, The search for new oil and gas reserves-panorama 2013. Internet: (<http://www.ifpennergiesnouvelles.com>)

En el año 2010 las zonas de producción costa afuera representaron casi 650 mil millones de barriles de petróleo equivalente (GBbl-eq) (Figura 10), o el 20% de las reservas globales de petróleo conocidas. En cuanto al gas estas zonas contienen un 25% de las reservas conocidas y 28% de las reservas restantes. Es por esto que para las compañías petroleras las operaciones costa afuera son un negocio atractivo, pero que presentan múltiples retos tecnológicos por las grandes columnas de agua y altas presiones implicadas.

Figura 10. Evolución de las reservas de petróleo y gas en el mundo.

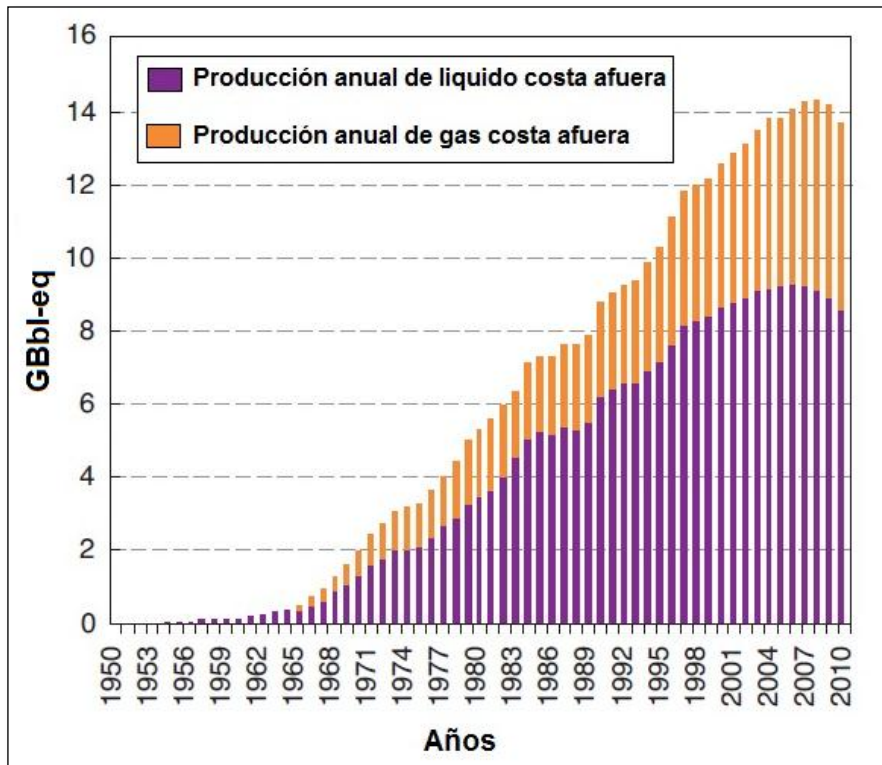


Tomado y modificado de: Energies Nouvelles, Offshore Hydrocarbons - panorama 2012. Internet: (<http://www.ifpenergiesnouvelles.com>)

Para el año 2010, la industria costa afuera produjo 23,6 millones de barriles por día (MBbld) y 2,4 billones de metros cúbicos por día (Mm^3) de gas, el 30% y 27% de la producción total mundial respectivamente, (Figura 11).

Posterior a la crisis económica y financiera mundial de 2008, la caída de la demanda mundial de hidrocarburos fue seguida por una disminución del 6% en la producción de petróleo costa afuera hasta el 2010. En el año 2008, la producción de petróleo costa afuera fue de 25 MBbld. En comparación, la disminución en la producción de gas costa afuera fue menos drástica, reportando 2,4% menos.

Figura 11. Evolución de la producción de petróleo y gas en GBbl-eq por año.

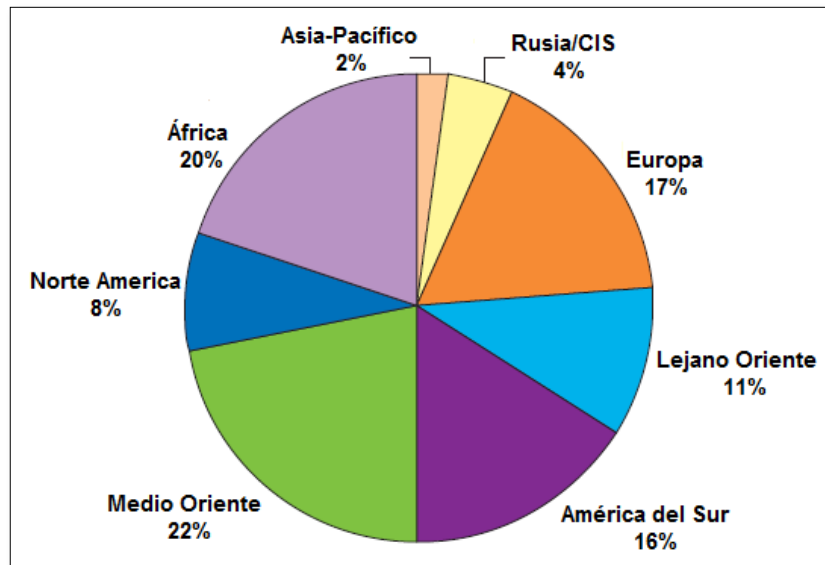


Tomado y modificado de: Energies Nouvelles, Offshore Hydrocarbons - panorama 2012. Internet: (<http://www.ifpenergiesnouvelles.com>)

Mundialmente existen regiones en las que se concentra la producción mundial de petróleo, África 20% (Nigeria, Angola y Ghana), Oriente Medio 22% (aguas poco profundas), Europa 17% (Mar del Norte), América del Sur (Brasil) 16%, Estados Unidos (8%), como se observa en la (Figura 12).

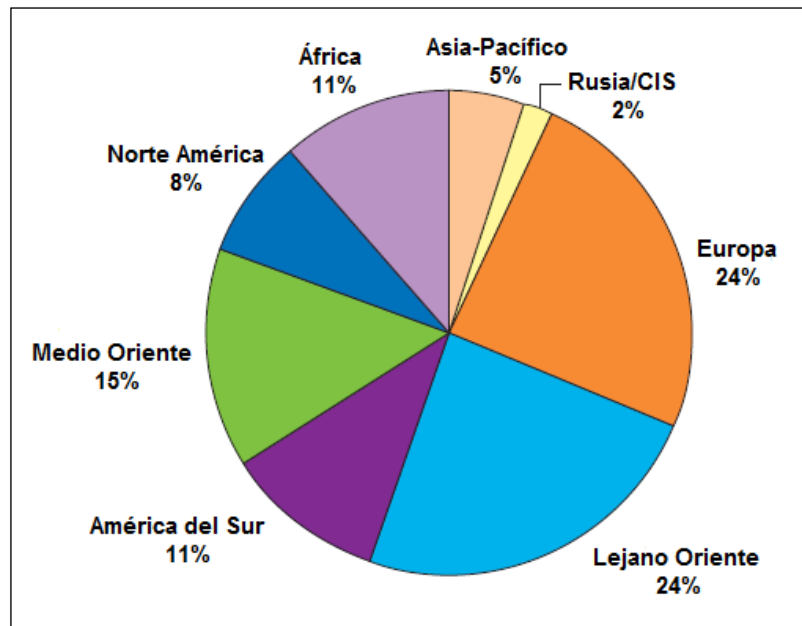
Por otra parte, en términos de producción de gas (Figura 13), a pesar de la caída de los niveles de producción, Europa y el Lejano Oriente representa cada uno el 24%, Medio Oriente el 15% aunque esta contribución podría aumentar como resultado de los recientes acontecimientos costa afuera de Israel y los principales proyectos de exploración costa afuera en curso en el Mediterráneo oriental como en Líbano, Siria, Chipre y Egipto.

Figura 12. Desglose de la producción mundial de petróleo costa afuera.



Tomado y modificado de: Energies Nouvelles, Offshore Hydrocarbons - panorama 2012.
Internet: (<http://www.ifpennergiesnouvelles.com>)

Figura 13. Desglose de la producción mundial de gas costa afuera.



Tomado y modificado de: Energies Nouvelles, Offshore Hydrocarbons - panorama 2012.
Internet: (<http://www.ifpennergiesnouvelles.com>)

En términos de número de descubrimientos y futuras reservas, 450 campos nuevos se han descubierto en todo el mundo en profundidades de agua de más de 1.000 m. De éstos, el 38% se encuentra en el Golfo de México (EE.UU.), el 18% son costa afuera de Brasil, el 26% se encuentra en el Golfo de Guinea (Angola, Nigeria, Congo Brazzaville, Guinea y Ghana) y el 13% se encuentran en la región de Asia y la región del Pacífico (Australia, India, Malasia, Indonesia y China). Los descubrimientos también se han hecho en Noruega, Egipto, Israel, Trinidad y Tobago, Canadá y Groenlandia.

En 2008 la producción de petróleo en profundidades superiores a 1.000 m fue estimada en 3,2 MBbld, una cifra equivalente al 3% de la producción mundial. Casi la mitad de esta producción está ubicada costa afuera de África Occidental. La producción de gas desde profundidades superiores a 1.000 m representa menos del 2% de la cifra global, con la mayoría de la producción centra actualmente en los EE.UU., Australia comenzó su producción de gas a partir de profundidades de agua superiores a 1.000 m en 2011, y dada la magnitud de sus reservas, debe convertirse en un jugador importante en los próximos años.

Al observar la producción de petróleo y gas en bloques de profundidades de 500 m de agua, se puede ver una aceleración en profundidad costa afuera (entre 1.000 y 1.499 m) y ultra profundas (> 1.500 m) en el período comprendido entre 2005 y 2010.

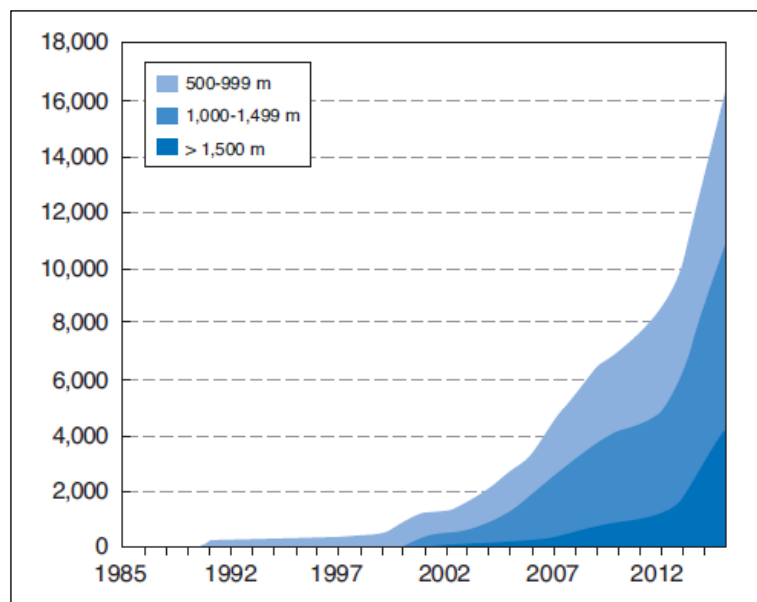
Los volúmenes producidos aumentan por factores de 3 y 3,5, respectivamente, mientras que la producción en el bloque entre 500 y 1.000 m de agua sólo se duplicó.

Esta tendencia se espera que continúe en el futuro. Analista Infield Systems (Figura 14) ofrece una aún más optimista previsión de crecimiento de la producción en aguas ultraprofundas costa afuera entre 2010 y 2015, citando a un factor de 4,5, en comparación con una duplicación en la producción para el resto del mercado costa afuera.

Las estadísticas mostradas anteriormente revelan que los hidrocarburos costa afuera ahora representan un gran potencial en términos de reservas y producción.

Para los próximos años, el crecimiento de la producción de gas y petróleo será gracias a los acontecimientos que proporciona la exploración en aguas profundas y ultraprofundas. Alcanzar estos nuevos retos requiere de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías que puedan superar los obstáculos que impiden poder llegar a estos lugares remotos, donde se encuentran grandes reservas.

Figura 14. La producción de petróleo y gas (en KBbl-eqd) por bloque de 500-metros de profundidad del agua.



Tomado de: Energies Nouvelles, Offshore Hydrocarbons - panorama 2012. **Internet:** (<http://www.ifpenergiesnouvelles.com>)

1.4 PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN COSTA AFUERA

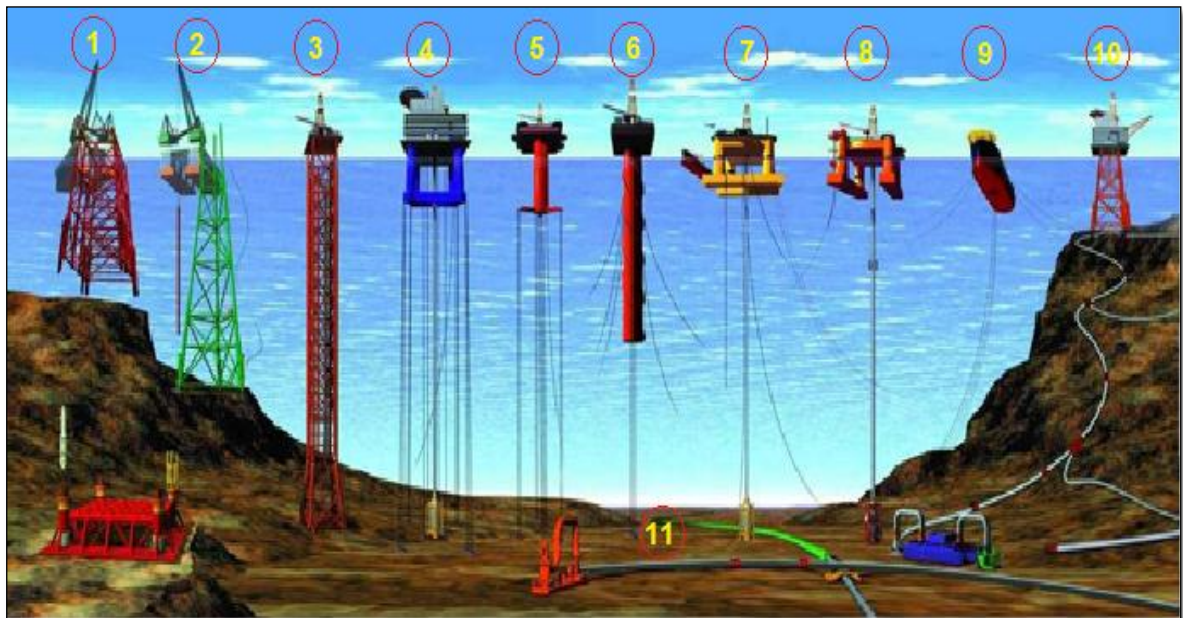
En la actualidad, gracias a los avances tecnológicos, ya existen diferentes tipos de plataformas para la perforación y la producción de petróleo y gas en aguas profundas y ultraprofundas.

Una plataforma petrolífera o plataforma petrolera es una estructura de grandes dimensiones 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 de 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.

❖ TIPOS DE PLATAFORMAS PETROLERAS MARINAS

En la extracción de hidrocarburos costa afuera se utilizan diferentes tipos de plataformas, las cuales se pueden clasificar según su funcionamiento o según el sistema de soporte que utilizan. (Figura 15)

Figura 15. Tipos de plataformas petroleras.



- 1, 2. Plataformas convencionales fijas
- 3. Plataformas de torre autoelevable
- 4, 5. Plataformas flotantes tensionadas
- 6. Plataformas Spar
- 7, 8. Plataformas Semi-sumergibles

- 9. Plataformas en barcos perforadores
- 10. Plataformas sustentadas en el zócalo
- 11. Instalaciones de extracción en el fondo marino.

Tomado y modificado de: NOAA Ocean Explorer: Expedition to the Deep Slope. National Oceanic and Atmospheric Administration.

1.4.1 PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN COSTA AFUERA. [5]

❖ **Perforación de pozos exploratorios y de desarrollo**

Una vez finalizados los estudios exploratorios y teniendo en cuenta las recomendaciones hechas por el equipo de geólogos y geofísicos se inicia la etapa de perforación, en ella se perforan tres tipos de pozos:

- **Pozos Exploratorios:** estos se perforan para determinar mediante sísmica, si las formaciones geológicas identificadas contienen hidrocarburos.
- **Pozos de Delineación:** estos son perforados para determinar las dimensiones del yacimiento y las propiedades de los hidrocarburos allí contenidos. Después de realizar un análisis a los datos allí obtenidos, se realizan predicciones de producción y balances económicos para tomar la decisión de hacer un desarrollo al campo descubierto, posteriormente se determina la cantidad de pozos necesarios para explotar el campo de manera técnica y económicamente viable.
- **Pozos de Desarrollo:** estos pozos son perforados para explotar el campo.

A la hora de perforar es necesario enfrentar retos que requieren conocimientos operativos especializados, pues se presentan mayores riesgos y costos durante la perforación exploratoria y de desarrollo.

❖ **Retos de perforar en aguas profundas y ultraprofundas. [6]**

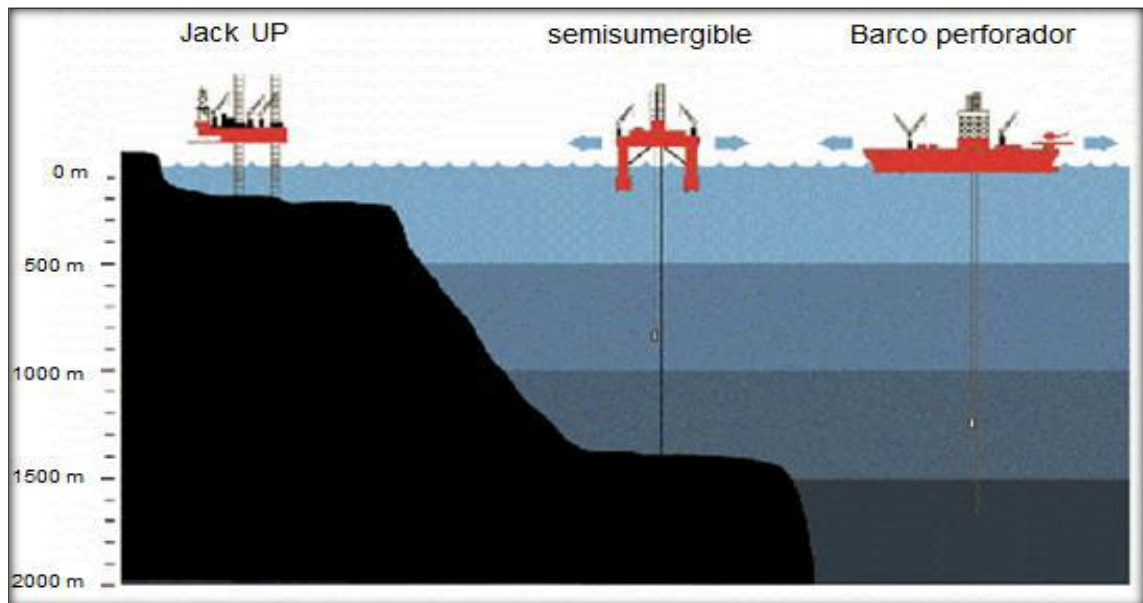
A diferencia de la perforación en aguas someras, los retos que se enfrentan en la perforación de aguas profundas y ultraprofundas son:

- **Corrientes marinas:** las estructuras se ven sometidas a corrientes marinas fuertes, generando movimientos que producen vibración en las tuberías y fatiga en los equipos de perforación.
- **Cambios de temperatura:** a 500 metros de profundidad, la temperatura ya es cercana a cero grados centígrados. Debido a los gradientes de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado. Además, las bajas temperaturas alteran las propiedades del cemento empleado para fijar las tuberías de revestimiento al pozo.
- **Aspectos críticos al inicio de la perforación:** al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
- **Presión:** a 3,000 metros de profundidad los equipos deben soportar más de 42 veces la presión que soportan en una perforación hecha a 70m.
- **Compleja topografía del lecho marino:** algunos yacimientos se encuentran debajo de formaciones salinas, lo que demanda de tecnología especializada para su identificación, así como para atravesar esas extensiones de sal en el proceso de perforación.
- **Costos:** Por los altos costos involucrados, los campos requieren ser desarrollados con un menor número de pozos de los tradicionalmente empleados en aguas someras, por lo general pozos altamente desviados y horizontales para asegurar el flujo de hidrocarburos.
- **Tecnología satelital:** las plataformas necesitan de un sistema de posicionamiento global vía satélite para mantener su ubicación.

❖ **Unidades de perforación costa afuera. [7]**

Las plataformas de perforación que se utilizan para la extracción de hidrocarburos costa afuera se pueden agrupar en tres tipos, Jack-Up, semisumergibles y barcos perforadores, los cuales se han originado debido a la necesidad de llegar a las reservas que hay bajo los océanos a grandes profundidades. (Figura 16, Tabla 3).

Figura 16. Unidades de Perforación



Tomado de: PINZON. Genny. y SILVA. Katherine., Control de la presión en aguas profundas durante la perforación. Internet: (<http://gigaom.com>).

Tabla 3. Plataformas de perforación costa afuera

| PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN | | |
|----------------------------|-----------------|--|
| TIPO | PROFUNDIDAD [m] | IMAGEN |
| JACK UP | 350 - 450 |  |
| SEMISUMERGIBLES | 150 – 3000 |  |
| BARCOS PERFORADORES | 150 - 3000 |  |

1.4.1.1 PLATAFORMAS JACK UP. [5]

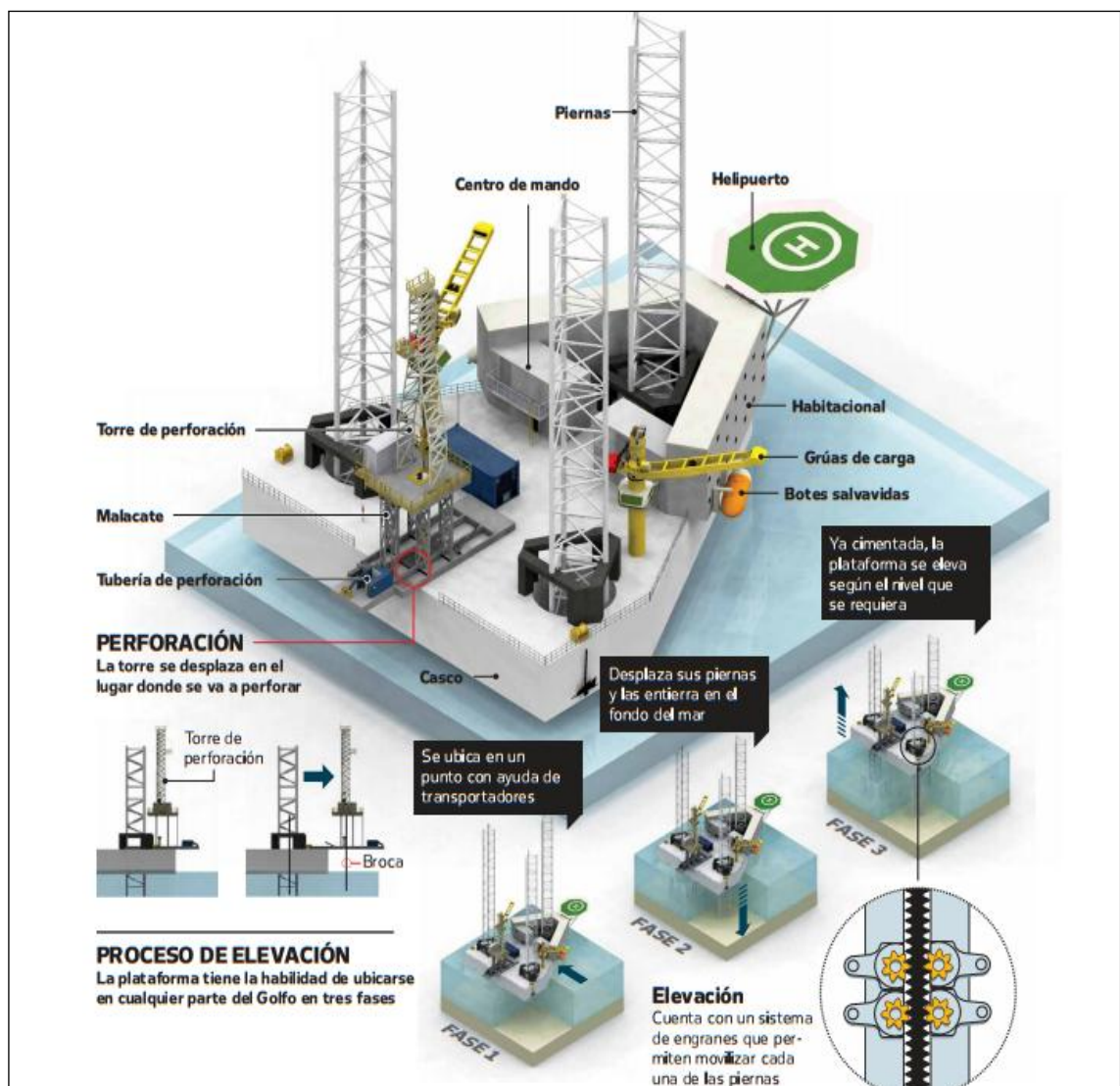
Se utilizan generalmente para la exploración de yacimientos de petróleo y gas en aguas someras, es decir para columnas de agua de hasta 500m, combinando la movilidad de un barco con la estabilidad de una estructura permanente.

Poseen forma de barcaza triangular o rectangular y están construidas sobre columnas con las que se apoyan en el fondo del mar. Carecen de un sistema de propulsión es decir deben ser remolcadas al lugar de la perforación, Una vez in-situ, las tres o cuatro piernas de la plataforma son hundidas en el agua hasta que

establecen contacto con el fondo del mar, la parte barcaza es levantada con un gato a la altura deseada para asegurar una distancia segura de la superficie del mar. (Figura 17)

Aunque en algún tiempo estas plataformas fueron las más populares hoy quedan muy pocas, debido a sus diversas restricciones operacionales (profundidad, condiciones climáticas).

Figura 17. Plataforma Jack Up.



Tomado de: http://www.eluniversal.com.mx/graficos/pdf11/pemex_jackup.pdf

❖ **Ventajas uso plataforma Jack up. [8]**

1. El tiempo de operación efectiva aumenta, por la resistencia de estos equipos a las condiciones meteorológicas adversas, excepto en el caso de huracanes.
2. Se evita la necesidad de emplear cabezales de tipo de control submarino, reduciendo el peligro de contaminación en el mar, brindando mayor seguridad y eficiencia en la operación.
3. No necesitan compensadores de movimiento vertical y horizontal como los barcos perforadores y Semisumergibles.
4. No necesitan personal de buceo permanente, solo cuando se va a instalar la unidad.
5. Se emplea equipo convencional en las pruebas de evaluación de formación.
6. Se puede instalar una pequeña plataforma después de que un pozo resulte productor para la colocación de árboles de válvulas superficiales.
7. Su movilidad permite cambiarse de una posición a otra sin pérdida apreciable de tiempo.

❖ **Desventajas uso plataforma Jack up. [8]**

1. La columna de agua máxima depende de la longitud de las patas, de la consistencia de fondo marino y las condiciones meteorológicas.
2. Inestabilidad al estar flotando como consecuencia de las patas levantadas, se debe verificar el centro de gravedad.
3. Se debe evacuar al personal cuando un huracán afecta el área donde se encuentra la plataforma.
4. Debilitar la base de una o varias patas ocasiona desequilibrio al estar perforando.

5. Generalmente se originan daños y pérdidas totales, cuando se encuentran levantadas las patas.

1.4.1.2 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES. [7] [9]

Son plataformas de gran tamaño, utilizadas para perforación en pozos con columnas de agua entre los 150 y 3000 m de profundidad. Están compuestas de una estructura con una o varias cubiertas, apoyadas en flotadores sumergidos, debido a los movimientos a los que se ven expuestas (acción de las olas, corrientes, vientos) es necesario contar con un sistema de amarre o anclaje que se encargue del posicionamiento de las plataformas. (Figura 18)

Estas plataformas pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse con su propia propulsión. Presentan una gran movilidad y son las más utilizadas a la hora de perforar pozos exploratorios.

Figura 18. Plataforma Semisumergible.



Tomado de: <http://cursopetrolera2010.blogspot.com/2010/08/la-industria-petrolera-en-el-mar.htm>

❖ **Ventajas uso plataformas semisumergibles. [6]**

1. Cuenta con dispositivos de ubicación geográfica satelital (posicionamiento dinámico)
2. Alto grado de automatización
3. Capacidad para realizar pruebas de producción de pozo, a fin de obtener parámetros del yacimiento
4. Pueden operar en condiciones climáticas severas y cuentan con mayor autonomía de operación.

❖ **Desventajas uso plataformas semisumergibles. [8]**

1. Al terminar un pozo no puede desplazarse rápidamente de una locación a otra.
2. Debe esperar la llegada de un barco para ser trasladada de un lugar a otro.
3. Menor capacidad para almacenar de fluido de perforación, combustible y agua comparada con un barco perforador.

1.4.1.3 BARCOS PERFORADORES. [10] [11]

Los barcos perforadores son buques con mecanismos de propulsión autónomos son conocidos por su fácil movilidad, sus bajas tasas de perforación por día y su alta capacidad de almacenamiento. Son utilizados para perforar pozos con columnas de agua entre 150 a 3000 metros. (Figura 19)

Figura 19. Barco Perforador



Tomado de: http://www.pemex.mx/graficos/pdf10/pemex_buqueperforador.pdf

Al operar en lugares remotos y con condiciones climáticas difíciles (corrientes, olas, vientos), y con el fin de evitar movimientos fuertes que lo desestabilicen es necesario contar con un sistema de amarre o anclaje que se encargue de su posicionamiento. Los tipos de sistemas de anclaje son similares a los usados en las plataformas Semisumergibles.

Los barcos perforadores al ser comparados con las unidades Semisumergibles poseen mayor capacidad de almacenamiento de fluido de perforación, combustible y agua. Son particularmente útiles en áreas lejanas puesto que necesitan un apoyo limitado.

La perforación se efectúa por el medio de una gran apertura al fondo del casco, que se llama “the moon Pool” (La piscina de la luna).

❖ **Ventajas uso barcos perforadores. [8]**

1. Al terminar un pozo puede desplazarse rápidamente de una a otra localización, sin pérdida de tiempo.
2. Su movimiento se lleva a cabo con solo recuperar las anclas, navegar y situar las anclas en la nueva localización.
3. Mayor capacidad para almacenar de fluido de perforación, combustible y agua.

❖ **Desventajas uso barcos perforadores. [8]**

1. Poca estabilidad lo que causa problemas, durante el tiempo de tempestad o tormenta, las operaciones deben ser suspendidas
2. Necesita equipo de control y cabezales de tipo submarino
3. Requiere equipo especial para compensar los movimientos del mar
4. Se requiere personal especializado

1.4.1.4 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE UNA PLATAFORMA COSTA AFUERA

La infraestructura en costa afuera debe contar con una superficie lo suficientemente amplia para que en ella sean instalados equipos de control y comunicaciones, grúas, generadores, salvavidas, equipos de anclaje y posicionamiento, prevención y mitigación de incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento, albergar entre 20 y 200 trabajadores, gestión de desechos humanos; además debe ser adaptada a condiciones climáticas extremas.

La plataforma a seleccionar debe poseer unas características específicas que le permitan realizar la operación de manera eficiente y segura, para ello existen

criterios que deben ser tomados en cuenta por el operador a la hora de elegir el tipo de plataforma va a utilizar, a continuación se mencionan los más importantes:

1. Profundidad del agua
2. Profundidad del pozo
3. Aspectos Ambientales
4. Limitaciones de operación y remolque de la unidad

1.4.2 PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN. [12]

Para desarrollar las actividades de producción de hidrocarburos más allá de la costa, la industria petrolera ha evolucionado a través de los años con la intención de poder llegar cada vez a aguas más profundas, y ha utilizado exitosamente las plataformas fijas, las torres flexibles, los sistemas submarinos y los sistemas flotantes.

Dentro de los sistemas flotantes de producción se encuentran los Buques de Producción, Almacenamiento y Trasiego (FPSO's por sus siglas en inglés), las plataformas Semisumergibles (Semi's), las Plataformas de Piernas Atirantadas (TLP's por sus siglas en inglés), y las plataformas tipo Spar. (Figura 20, Tabla 4).

Figura 20. Unidades de producción



Tomado de: BARRANCO, Federico. Sistemas Flotantes para la producción de petróleos en aguas profundas Mexicanas. México 2012.

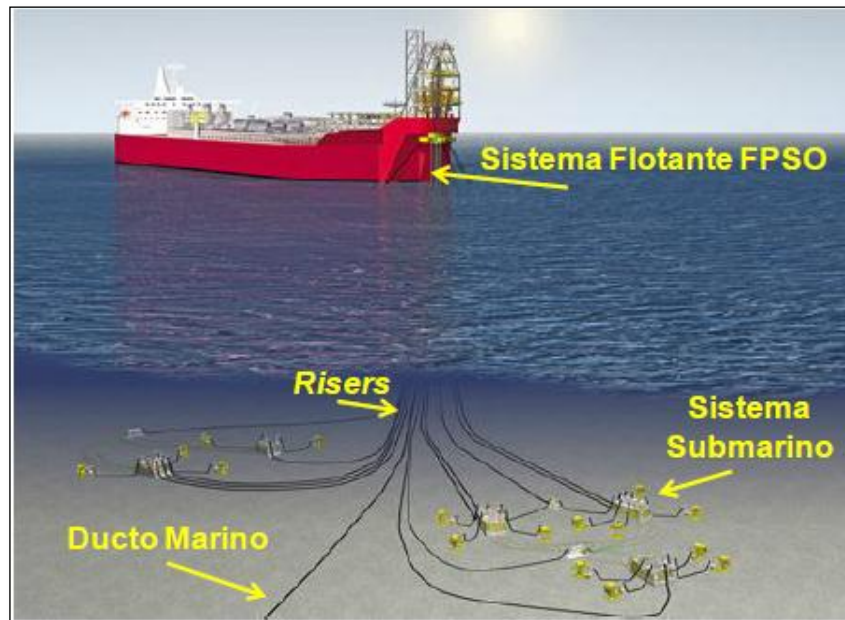
Las plataformas fijas son utilizadas en aguas someras, este tipo de plataformas son fijadas al fondo marino y las columnas que soportan las cubiertas con los equipos e instalaciones de producción pueden ser de concreto o acero, las cuales se extienden en forma de piernas desde la plataforma hasta el suelo marino y son fijadas con pilotes o estructuras masivas de concreto.

Las ventajas de las plataformas fijas son su alta estabilidad y capacidad de carga, así como sus bajos movimientos ante las acciones meteorológicas y oceanográficas del viento, oleaje, corrientes marinas y mareas. Estas características les permiten manejar grandes cantidades de producción y utilizar árboles de control de pozos sobre sus cubiertas y risers (ductos ascendentes por donde viaja la producción proveniente de los pozos) de acero verticales, los cuales

en su conjunto permiten reducir los costos de la infraestructura y del mantenimiento e intervención de los pozos productores. Las plataformas fijas dejan de ser una alternativa viable en aguas profundas, ya que no es costeable construir e instalar plataformas fijas con subestructuras tan pesadas y largas para apoyarse en el fondo marino.




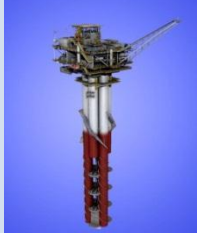

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas demanda de sistemas flotantes anclados al fondo marino y de sistemas submarinos de producción, los cuales reciben a los hidrocarburos provenientes de los pozos y los envían a través de ductos o risers a instalaciones marinas cercanas para su procesamiento, almacenamiento y venta. (Figura 21).

Figura 21. Sistema de producción típico en aguas profundas.



Tomado de: BARRANCO, Federico. Sistemas Flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas Mexicanas. México 2012.

Tabla 4. Plataformas de producción costa afuera.

| PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN | | | |
|---------------------------|--|---|---|
| TIPO | PROFUNDIDAD [m] | IMAGEN | |
| UNIDADES FIJAS | < 500 |  | |
| SISTEMAS FLOTANTES | SEMISUMERGIBLES | 200 - 3000 |  |
| | TLP | 300 - 1500 |  |
| | SPAR | > 3000 |  |
| | FPSO (FLOATING PRODUCTION AND OFFLOADING SYSTEM) | > 3000 |  |

Fuente: Autor. Tomado de: BARRANCO, Federico. Sistemas Flotantes para la producción de petróleos en aguas profundas Mexicanas. México 2012.

2 ASPECTOS OPERACIONALES DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS

Al comienzo las actividades de perforación se realizaban con equipos rudimentarios, y al pasar el tiempo se han ido perfeccionando hasta convertirlos en equipos con tecnología de punta, lo que permite que las operaciones puedan llevarse a cabo en un menor tiempo y con mayor precisión y seguridad.

La unidad utilizada durante el proceso de perforación es conocida en la industria como taladro de perforación, y está compuesta por una serie de sistemas según la función que desarrollan. Estos sistemas son:

- Sistema de Elevación
- Sistema de Rotación
- Sistema de Circulación
- Sistema de Generación de Potencia
- Sistema de Prevención
- Sistema de compensación de movimiento
- Sistema de anclaje y posicionamiento

Estos sistemas funcionan sincronizados y permiten desarrollar tres operaciones principalmente:

- Rotación constante de la broca y sarta de perforación.
- Descenso y elevación de la broca y sarta de perforación.
- Extracción de ripios a medida que se van perforando las distintas formaciones.

2.1 ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE. [13]

Los equipos superficiales de perforación costa afuera sin importar el tipo de unidad de perforación y su ubicación en el mundo, está compuesto por mecanismos y dispositivos comunes a los usados en costa dentro, excepto por las torres de perforación, algunas grúas, el helipuerto y algunos botes salvavidas.

2.1.1 SISTEMAS BÁSICOS EN LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN

2.1.1.1 SISTEMA DE ELEVACIÓN. [14]

Este sistema es el encargado de soportar la rotación durante las operaciones de perforación y, proporciona equipos y área de trabajo útil para izar, bajar y sostener el peso de la tubería de perforación. (Figura 22)

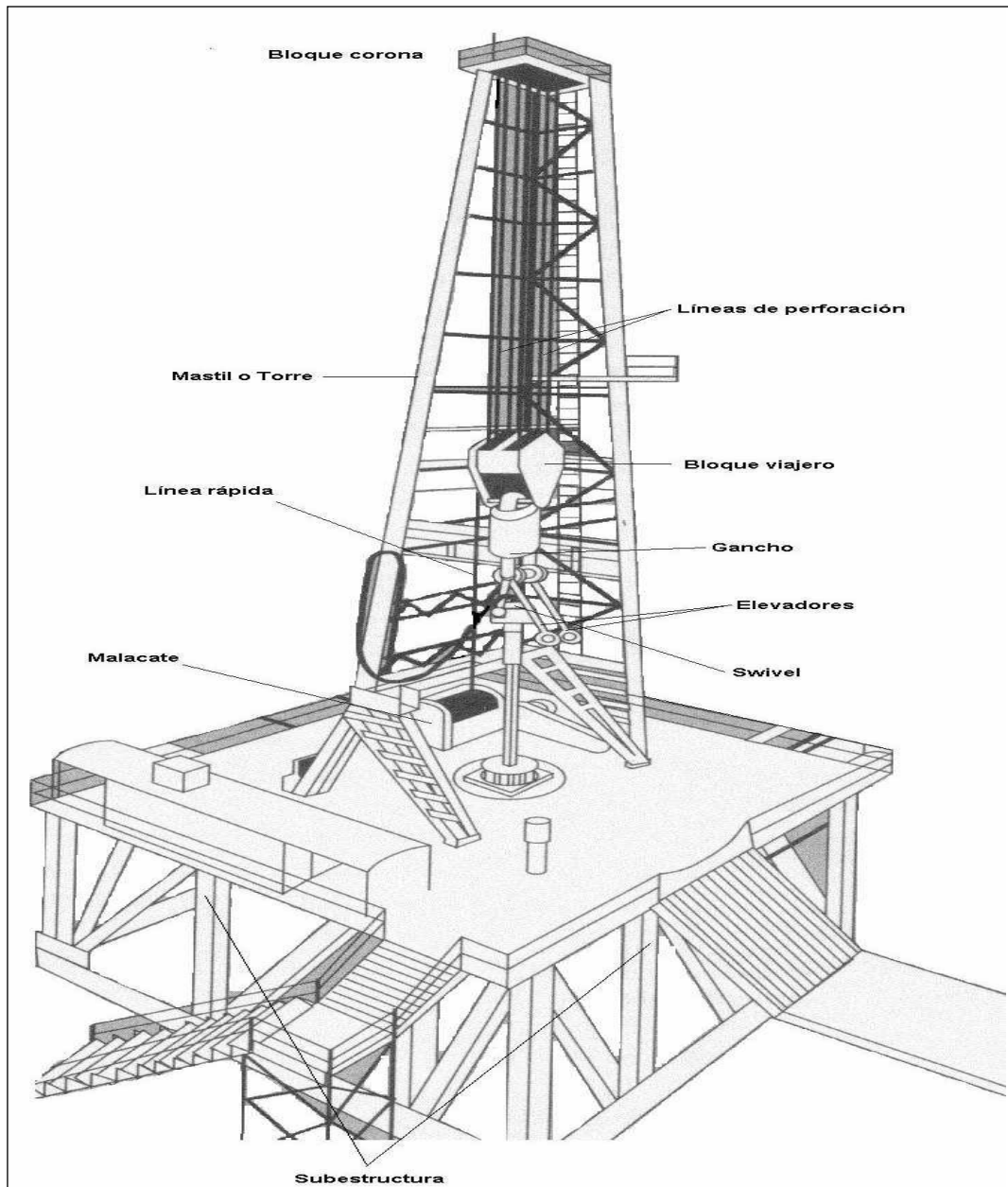
❖ Estructura soporte

Su función principal es soportar el ensamblaje del equipo usado por el sistema rotario para perforar el hueco. Esta estructura está constituida por:

- **Mástil o torre de perforación. [15]**

La torre es una estructura metálica de cuatro patas, que en conjunto con el malacate provee la capacidad de levantar y bajar los equipos dentro del pozo; esta debe soportar la sarta entera de perforación y todas las herramientas que son bajadas hasta la parte más profunda del pozo, y que representan una carga superior a 250 toneladas, además debe resistir los esfuerzos causados al tratar de despegar la tubería cuando esta se pega a las paredes del pozo.

Figura 22. Sistema de elevación



Tomado de: ARIZA, Emiliano. Fundamentos en Perforación de Pozos. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2009

- **Subestructura o piso de perforación.** [14]

Es una gran armadura de acero la cual constituye la base y soporte de la torre. La parte superior de esta subestructura, forma el piso de la torre y puede tener una altura de 4 a 8,5 metros (13 a 28 ft). Esta altura permite el espacio libre deseado para facilitar el trabajo de movimiento e instalación de tubería, válvulas y otros elementos del sistema de seguridad (castillo de preventoras BOP) antes de ser instalados en el lecho marino.

En esta parte de la torre se encuentran: la mesa rotaria, las llaves de potencia, la consola del perforador, la ratonera, el hueco del cabrón y la caseta del perforador.

- **Encuelladero.** [14]

En este sitio trabaja el encuellador cuando se está metiendo o sacando la sarta de perforación, esta plataforma forma parte del arrumadero de los tubos de perforación, los cuales por secciones de dos en dos (juntas) o de tres en tres (parada) se paran sobre el piso de la torre y por la parte superior se recuestan y aseguran en el encuelladero.

- ❖ **Grúa.** [13]

Las grúas son estructuras metálicas reforzadas, están ubicadas en la cubierta principal de las unidades de perforación costa afuera y su función primordial es manipular, cargar y desplazar los equipos de fondo, tuberías y facilidades de superficie existentes en la plataforma.

- ❖ **Malacate.** [14]

Se encuentra ubicado en la plataforma de trabajo de la torre, sirve de centro de distribución de potencia para el sistema de elevación y el sistema de rotación. Su

funcionamiento está a cargo del perforador, quien es el jefe inmediato de la cuadrilla de perforación.

❖ **Cable de perforación.** [14]

El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de elevación como son el bloque corona ubicado en la cornisa de la torre y el bloque viajero.

❖ **Bloque corona.** [14]

Consiste en un arreglo de poleas o roldanas fijas localizadas en el tope de la torre.

❖ **Bloque viajero.** [14]

Forma parte del bloque viajero un asa muy fuerte, que lleva en su extremo inferior el gancho que sirve para sostener la junta giratoria durante la perforación. Del gancho cuelgan también eslabones del elevador que sirven para colgar, meter o sacar la tubería de perforación.

❖ **Unión giratoria (swivel)**

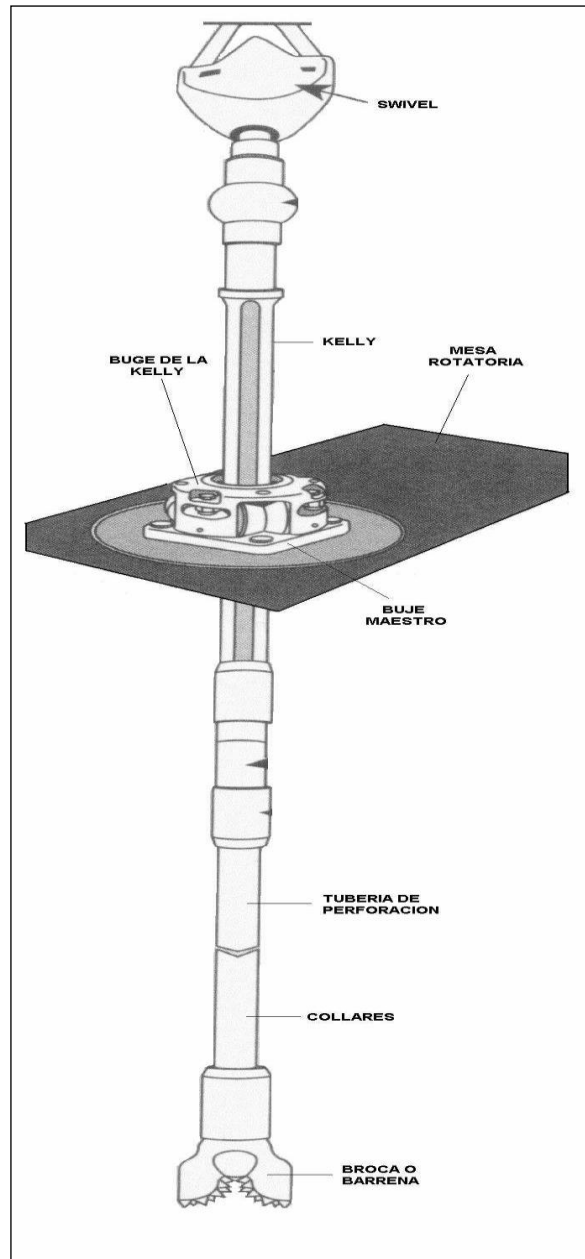
Es un equipo especial, la cual está suspendida por un asa del gancho de la polea viajera. Tiene en la parte superior un tubo llamado cuello de ganso, que sirve de conexión de la manguera del lodo para que este entre a la sarta de perforación. Su función es suspender y soportar el peso total de la Kelly (cuadrante) y la sarta de perforación, y permite su libre rotación.

2.1.1.2 **SISTEMA DE ROTACIÓN.** [16]

La función principal de este sistema es generar el movimiento de rotación de la sarta y suministrar el peso necesario sobre la broca para llevar a cabo la perforación del pozo. El sistema de rotación está compuesto por tres conjuntos de

equipos así: La sarta de perforación, los componentes de rotación y la broca. (Figura 23).

Figura 23. Sistema de rotación



Tomado de: ARIZA, Emiliano. Fundamentos en Perforación de Pozos. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2009

❖ **La sarta de perforación.** [15]

Sirve como línea de transporte para el fluido de perforación. Sostiene y transmite el movimiento de rotación a la broca y proporciona el peso que se coloca sobre la broca.

- **Junta giratoria (swivel)** [14]

En su base tiene un tubo conector en donde se enrosca la Kelly. Su función es permitir la libre rotación de la Kelly y de la sarta de perforación.

- **Kelly (cuadrante)** [14]

La mayoría de las veces tiene forma cuadrada por lo cual también es denominada como “el cuadrante”. Su función es conectar la unión giratoria y la tubería de perforación y transmitir la rotación a la tubería para perforar el hueco.

Los adelantos tecnológicos en el diseño, capacidad y funcionamiento de las partes del taladro evolucionan permanentemente. Tal es el invento de la junta giratoria automotriz (top drive) para eliminar la mesa rotatoria y la junta Kelly. Esto mejora la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos a la sarta.

- **Tubería de perforación (drill pipe)** [14]

Está constituida por tubos de acero especial para soportar los esfuerzos de torsión y tensión a que está sometida constantemente. La tubería de perforación va conectada en su parte inferior a los collares y en la parte superior a la Kelly la cual le transmite el movimiento rotario que se genera en la mesa. Además de transmitir el movimiento rotario e impartir peso a la sarta, la tubería de perforación sirve como conducto para el desplazamiento de los fluidos de perforación. Su objetivo

principal es la de dar longitud a la sarta de perforación y de esta manera conseguir mayores profundidades cuando se perfora.

- **Collares (drill collars) [14]**

Esta parte de la sarta se conforma con tubos de paredes muy gruesas que se emplean para suministrarle peso a la broca y dar rigidez a la sarta. Están colocados entre la tubería de perforación y la broca. Además de las funciones anteriormente mencionadas esta tubería también hace parte del conducto por el cual se desplaza el lodo el cual llega a la broca.

- ❖ **Componentes de la rotación. [16]**

Se encuentran ubicados en la parte central de la base de la torre.

- **Buje maestro (master bushing). [17]**

Es una herramienta removible que encaja en una apertura de la mesa rotaria. Por medio de este, la mesa rotaria transmite movimiento de rotación a otro tipo de buje llamado cuadrante (Kelly bushing), y por lo tanto a la sarta misma.

- **Buje cuadrante (Kelly bushing). [17]**

Se engancha al buje maestro y este nuevo conjunto es unido a la Kelly. Este sistema es el encargado del movimiento que produce la mesa rotaria, a la sarta de perforación.

- **Mesa rotaria (rotary table) [14]**

La mesa rotatoria está instalada en el centro del piso de la torre. Tiene dos funciones principales: Impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación y sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir profundizando el hueco, o sostener el peso de la sarta cuando se está sacando. Además, la mesa tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la metida de la sarta de revestimiento en el hoyo.

❖ **La broca.** [14]

Es la encargada de romper la formación rocosa para hacer el hueco, mediante conos con dientes de material fuerte como el tungsteno y para rocas muy duras con insertos de diamante; también tiene boquillas por donde sale el lodo de perforación. Existen diferentes tipos de brocas dependiendo del tipo de dientes (maquinadas e insertadas), la dirección del chorro (convencionales o tipo jet) y el tipo de formación a perforar (blandas, medias y duras).

2.1.1.3 **SISTEMA DE CIRCULACIÓN.** [16]

Es la línea o medio de transporte del fluido de perforación. Provee los equipos necesarios para la preparación, circulación y el acondicionamiento de lodo.

Los equipos del sistema de circulación pueden agruparse dependiendo de la función que cumplan: Preparación de lodo, Circulación del lodo y Reacondicionamiento. (Figura 24)

❖ **Área de preparación de lodos.** [17]

En esta zona se realiza la preparación del fluido de perforación, y es allí desde donde comienza la circulación del mismo. Los equipos que se encuentran son los

tanques de agua, los depósitos de materiales para el lodo y los equipos mezcladores.

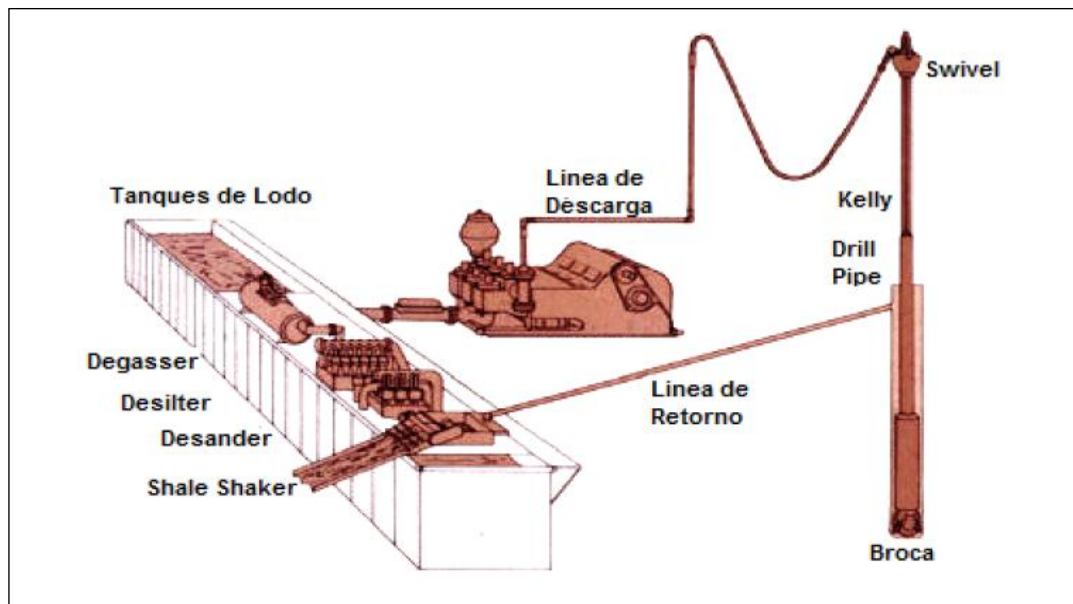
- **Tanques de succión**

Son recipientes de acero, en los cuales se lleva a cabo la preparación, almacenamiento y manejo de los fluidos de perforación. El volumen que pueden albergar estos tanques varía entre los 300 y 700 barriles.

- **Depósitos**

Sitios en donde se guardan los aditivos y materiales que son requeridos para la preparación y tratamiento de los fluidos de perforación.

Figura 24. Sistema de circulación



Tomado de: <http://images.google.com.co>

❖ **Equipos para la circulación del lodo.** [14]

El fluido de perforación comúnmente llamado lodo que se utiliza en una operación de perforación se recircula en forma continua. El lodo se mezcla y se guarda en el tanque de succión del cual es succionado con una bomba y lo envía por una tubería y una manguera hasta la unión giratoria, desde donde pasa por el interior de la Kelly y la tubería de perforación hasta llegar a la broca, de donde sale por las boquillas y se encuentra con los ripios o restos de perforación que ha perforado la broca; entonces inicia su regreso por el anular (tubería – hueco) hasta llegar a la superficie trayendo los ripios y limpiando el hueco. En superficie pasa por el área de reacondicionamiento en donde se le sacan los ripios para de nuevo regresar al tanque de succión completando el circuito.

- **Bombas de lodo.** [17]

Este equipo provee la fuerza necesaria para que el fluido de perforación circule a través del sistema. Existen dos tipos de bombas comúnmente utilizadas. La de una sola acción y la de doble acción. La primera solo realiza el bombeo de lodo. La segunda bomba succiona y bombea el fluido de perforación a través del sistema de circulación.

- **Línea de descarga y regreso.** [16]

La línea de descarga es la encargada de transportar los fluidos de perforación desde que son impulsados por la bomba de lodo, hasta que llega al fondo del pozo. Cuando el lodo ha retirado y suspendido los ripios de perforación, este empieza a ascender por medio del anular, comenzando desde allí la línea de regreso. Esta línea es la encargada de transferir el fluido o lodo al área de reacondicionamiento.

- **Tubo parado (stand pipe).** [16]

Es un tubo de acero que se encuentra sujeto verticalmente al mástil. Seguido de este tubo de acero, se encuentra una manguera flexible que lo comunica con el cuello de ganso de la swivel. De esta manera, le proporciona movilidad ascendente y descendente al sistema rotario.

❖ **Área de reacondicionamiento del fluido de perforación.** [14]

El lodo en su ciclo de circulación cumpliendo con su función arrastra los cortes y los lleva a superficie por lo que el incremento de estos sólidos o a veces gases e hidrocarburos le alteran sus propiedades; por lo cual en superficie es necesario tratarlo. Los equipos que se usan en este tratamiento además de los tanques y bombas son:

- **Tanques de asentamiento.** [17]

Presentan las mismas características de los tanques de succión, pero se les llaman tanques de asentamiento debido a que son los encargados de almacenar los fluidos de perforación que regresan al pozo.

- **Zaranda vibratoria (shale shaker).** [14]

Es una especie de filtro que tiene una serie de mallas que se encargan de retener los cortes de formación o ripios grandes de los fluidos de perforación. Estos cortes son tratados para evitar contaminación ambiental al momento de ser descargados al mar. Algunos de estos cortes son examinados para determinar el tipo de formación que se está perforando y si en ella hay presencia de hidrocarburos.

- **Desarenador (desander).** [14]

Se encuentra ubicado después de la zaranda y su función es retirar las partículas del tamaño de la arena (mayor a 74 micrones) que no quedaron atrapadas en la zaranda.

- **Desgasificador (degasser).** [14]

Es un equipo muy importante ya que retira el gas que puede arrastrar el fluido de perforación, el cual le baja la densidad al fluido y puede ser causa de una conflagración.

- **Deslimador (desilter).** [14]

El deslimador consta de conos más pequeños que los del desarenador y remueve hasta las partículas de formación más pequeñas que el tamaño arena del fluido de perforación.

- ❖ **Fluidos de perforación.** [14]

Los fluidos de perforación comúnmente se denominan lodos y están compuestos de una fase continua que puede ser líquida o gaseosa, una fase sólida y una fase química. Inicialmente se perforaba con lodos elaborados con arcilla y agua, pero con la investigación se han desarrollado fluidos con alta tecnología a partir de aditivos especiales para satisfacer necesidades específicas bajo diversas condiciones de perforación, como es la presión, la temperatura, y la diversa composición de las formaciones a perforar. Siempre se busca un lodo que sea compatible con la formación.

El fluido de perforación debe cumplir funciones específicas durante la perforación de un pozo:

1. Transportar los recortes de perforación o derrumbes a superficie

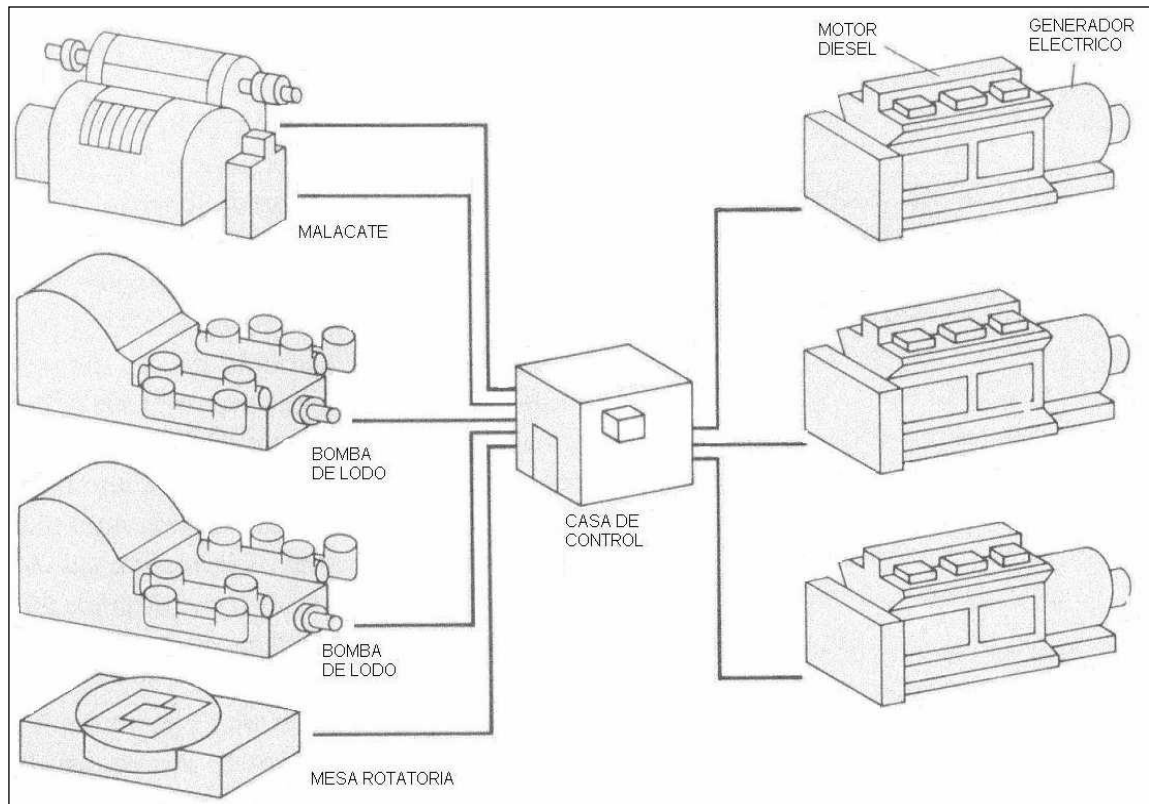
2. Mantener en suspensión los recortes o derrumbes en el espacio anular cuando se detiene la perforación.
3. Controlar la presión de formación para evitar amagos de reventón y pérdidas humanas y materiales.
4. Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
5. Sostener las paredes del hueco.
6. Ayudar a sostener el peso de la tubería, mediante el empuje ascendente.
7. Proveer de un medio adecuado para tomar registros dentro del pozo.

Básicamente existen tres tipos de fluidos de perforación: Base agua, base aceite y neumáticos, de los cuales el más utilizado por factores económicos, tecnológicos y ambientales es el lodo base agua.

2.1.1.4 SISTEMA DE POTENCIA. [17]

Este sistema es considerado el núcleo de las operaciones de perforación. El poder o la energía que desarrollan los equipos del sistema, se utilizan para llevar a cabo principalmente tres operaciones: la elevación, la rotación de la sarta y la circulación del fluido de perforación. El sistema de potencia tiene dos componentes: una fuente primaria de potencia (motores) y un sistema de transmisión de potencia. (Figura 25)

Figura 25. Sistema de Energía



Tomado de: ARIZA, Emiliano. Fundamentos en Perforación de Pozos. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2009

❖ **Motores primarios. [11]**

Existen diferentes tipos de motores o plantas de poder que pueden ser utilizados, generalmente son de combustión interna y, pueden clasificarse como de gas, diesel y diesel eléctricos.

▪ **Motores de vapor. [13]**

Es uno de los tipos de motores más antiguos usados en la perforación de pozos. El principio de este tipo de motor, es transformar energía térmica de vapor de agua, en energía mecánica para entregar a los equipos. Pero, debido a la escasez

de agua en algunas regiones, y a los altos costos del combustible, los motores de vapor fueron remplazados por otros tipos de motores que fueran económicamente más viables.

- **Motores diesel.** [17]

Los motores diesel producen una cantidad grande de potencia a bajas rpm lo cual hace que sean de gran uso en la industria. Otra gran ventaja que presenta este tipo de equipos es que el diesel es menos volátil que la gasolina, haciendo más seguro su uso, transporte y almacenamiento.

- **Motores diesel eléctricos.** [17]

Es un motor eléctrico, conducido por un generador que a su vez es impulsado por un motor diesel.

- ❖ **Sistema de transmisión de potencia.** [17]

Después de generada la potencia en los motores, esta debe ser transmitida a todos los equipos que necesiten de ella para funcionar. En general, la mayoría de los equipos utilizados por el taladro necesitan, de una u otra manera, energía para realizar su trabajo. Los tipos de transmisión que existen son:

- **Transmisión mecánica**

Consiste en un arreglo de motores con piñones y cadenas, que realizan la transmisión de la energía generada por las fuentes primarias de poder, a los diferentes equipos del taladro, mediante el movimiento de los piñones. Este sistema de transmisión es el más usado en la industria.

- **Transmisión eléctrica.** [14]

Se compone de unos generadores eléctricos que son accionados por motores diesel. La potencia generada es transmitida por cables hasta los lugares donde es requerida. Aunque son menos utilizados que los mecánicos, con el paso del tiempo se ha ido incrementando su uso.

2.1.2 SISTEMA DE ANCLAJE Y POSICIONAMIENTO. [9]

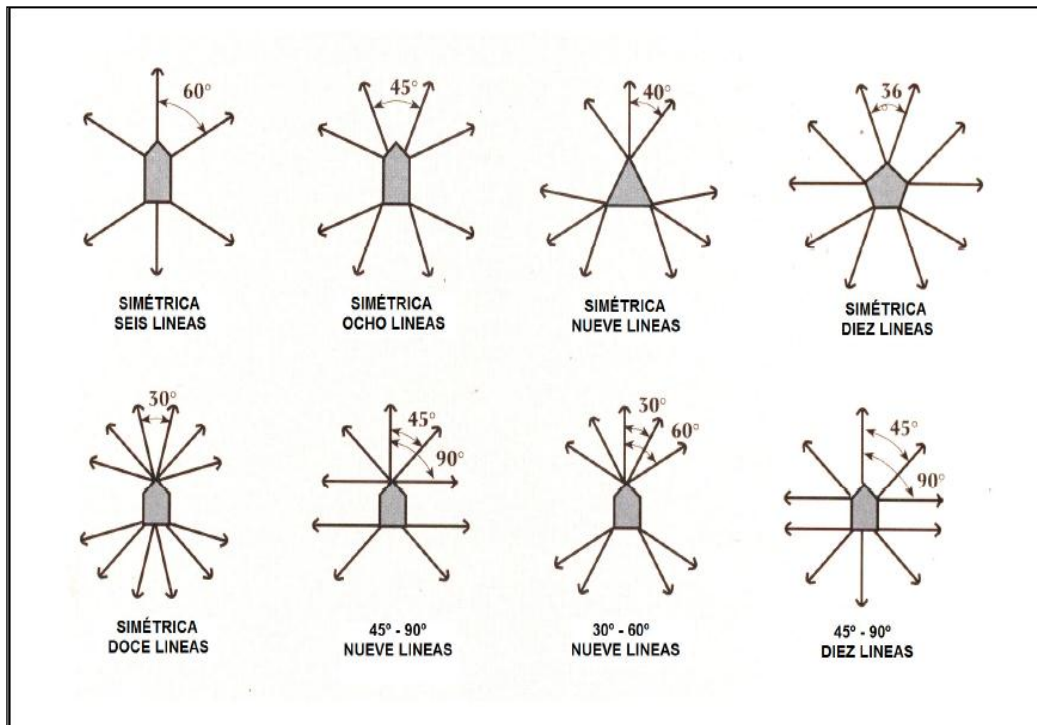
La función principal de este sistema es el posicionamiento de las plataformas y barcos, evitando los movimientos bruscos a los que se ven sometidos por la acción de las corrientes, olas y vientos; dándole estabilidad para poder desarrollar las actividades que en ellos se están desarrollando.

Los tipos de sistemas de anclaje son dos: el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico, se selecciona según la columna de agua que puedan perforar, si la columna de agua está entre 60 y 1000 m, se utiliza el sistemas de anclas, y si es de más de 1000m, se utiliza el sistema de posicionamiento dinámico.

2.1.2.1 SISTEMA DE ANCLAS

El sistema de anclas consiste en 8 a 12, cables de acero o cadenas que actúan como resortes y producen esfuerzos capaces de restaurar la posición de las plataformas cuando esta fue modificada. Existen patrones de amarre ya establecidos, y son seleccionados según las condiciones de la zona a perforar; cada una de las anclas es ubicada simétricamente para garantizar menor movimiento y mayor eficiencia durante la operación. (Figura 26)

Figura 26. Diferentes Arreglos de Anclas



Tomado de: BAKER, Ron. A Primer Offshore Operations. Third Edition. Texas 1998.

2.1.2.2 SISTEMA DE POSICIONAMIENTO DINAMICO. [18] [19]

El sistema de posicionamiento dinámico (más conocido por sus siglas en inglés: DP), es el encargado de mantener la unidad de perforación en un lugar fijo sin el uso de anclas, controlando automáticamente la posición o rumbo de la unidad, dentro de unos límites aceptables mediante el uso de sensores (anemómetros, veletas, tensores de cable y monitores de presión de agua) y, propulsores que están ubicados en el casco, estos reciben la señal desde sensores ubicados en el lecho marino y automáticamente restauran la posición de la unidad.

Generalmente, las unidades de perforación cuentan con seis grados de libertad: tres de rotación y tres de traslación; y son controlados mediante el uso de la potencia propulsora de la unidad.

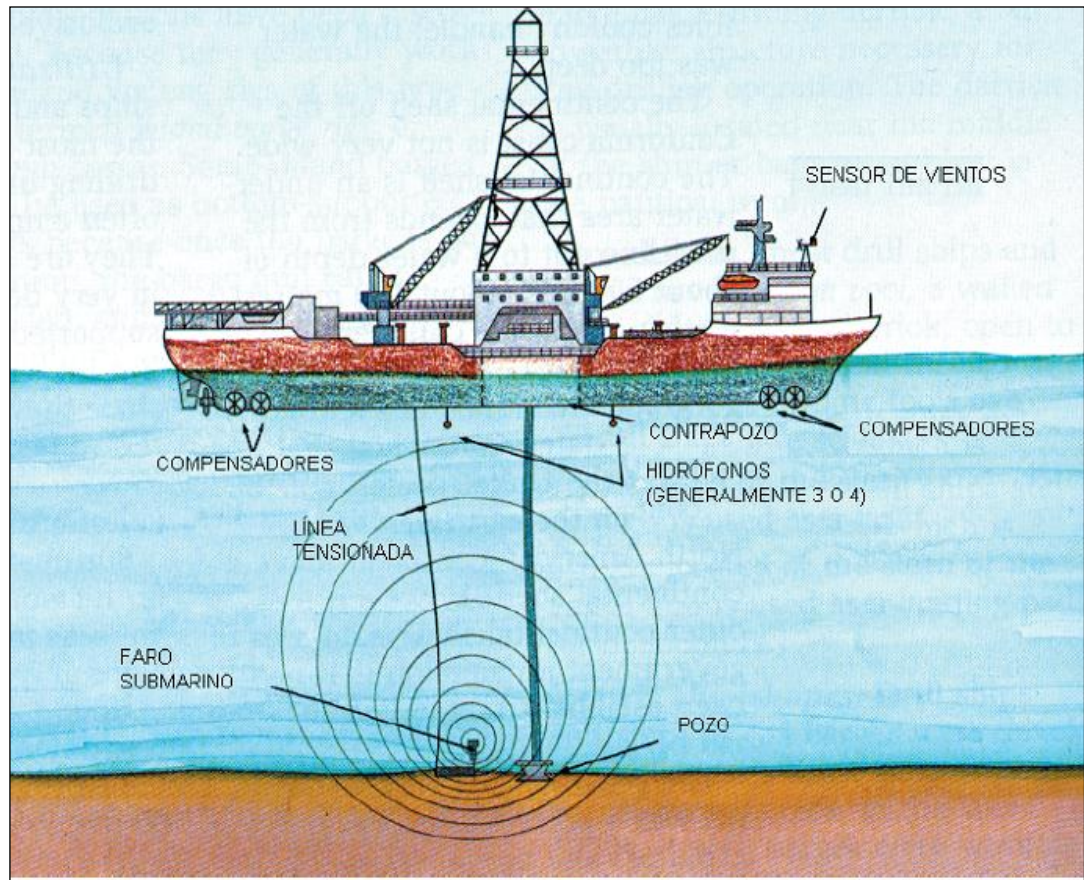
❖ Funcionamiento [19]

Una vez activo el sistema, el flujo de información es el siguiente: los datos procedentes de los sistemas de referencia y sensores que miden las fuerzas del entorno confluyen en el ordenador central donde corre la aplicación informática. Esta información es procesada obteniéndose respuestas en forma de órdenes que se envían a los propulsores encargados de vencer las fuerzas exteriores y mantener así la posición del buque o dirigirlo a un determinado lugar.

Los generadores, distribuidores y gestores de energía también reciben órdenes, en aras de que funcionen según lo previsto o estén listos para recibir nuevas instrucciones derivadas de los posibles cambios en las operaciones. De esta manera el DP permite trabajar en lugares en los que por la profundidad existente, la presencia de cables y tuberías u otras causas el fondeo para mantener la posición durante una operación no es factible.

Finalmente hay que recordar que la posición, la dirección y los movimientos realizados por medio de un Sistema de Posicionamiento Dinámico, pueden ser tanto absolutos como relativos, es decir, referenciados a un punto fijo o a un punto móvil respectivamente. (Figura 27)

Figura 27. Sistema de posicionamiento dinámico



Tomado de: www.cedip.edu.mx

En la Tabla 5, se muestra la comparación entre las ventajas y desventajas de los sistemas de anclaje y posicionamiento dinámico.

Tabla 5. Comparación sistema de anclaje y posicionamiento dinámico

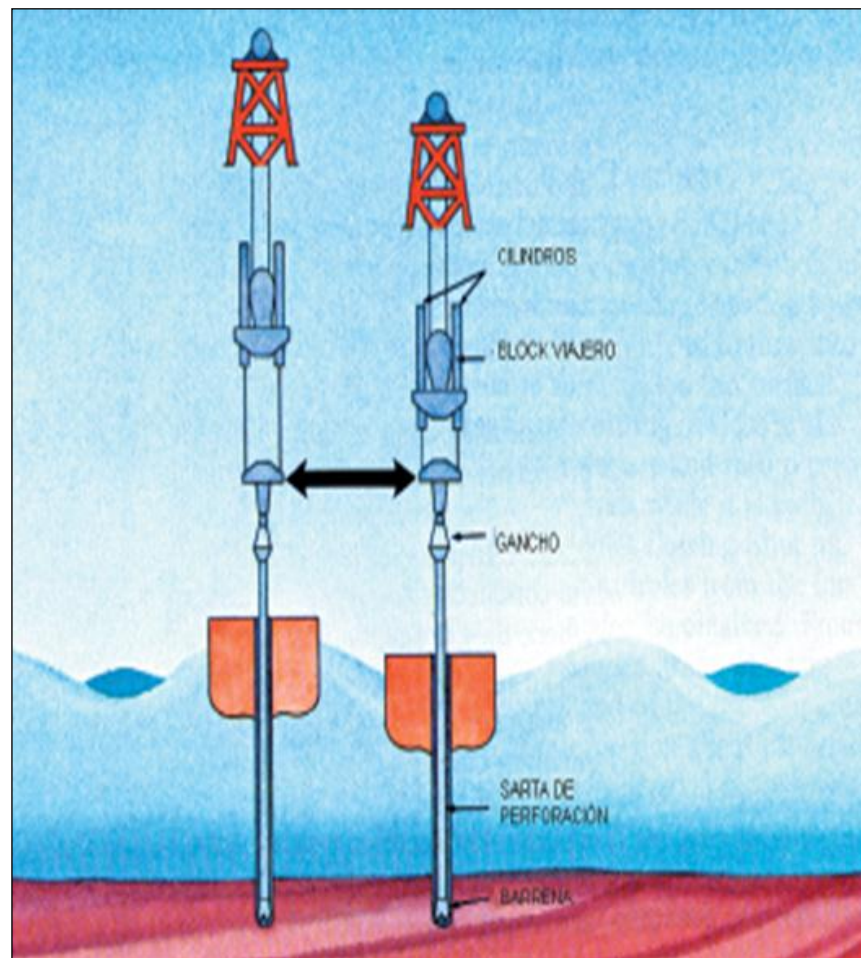
| SISTEMA | VENTAJAS | DESVENTAJAS |
|---------------------------------|---|---|
| ANCLAJE | <ul style="list-style-type: none"> ▪ No hay sistemas complejos con propulsores, generadores y controladores adicionales. ▪ No hay posibilidad de ejecutar fuera de posición por fallos del sistema o pérdida de conocimiento. ▪ Sin peligros subacuáticos de propulsores. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Maniobrabilidad limitada una vez anclada. ▪ Se requieren remolcadores Manejo de anclaje. ▪ Menos adecuada en aguas profundas. ▪ Tiempo para anclar a cabo varía entre varias horas a varios días. ▪ Limitado por los fondos marinos obstruido (tuberías, fondo marino). |
| POSICIONAMIENTO DINÁMICO | <ul style="list-style-type: none"> ▪ La maniobrabilidad es excelente, es fácil de cambiar de posición. ▪ No se requieren remolcadores de manejo de anclas. ▪ No depende de la profundidad del agua. ▪ Rápida puesta a punto. ▪ No se limita al lecho marino obstruido. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Los sistemas complejos con propulsores, generadores y controladores adicionales. ▪ Altos costos iniciales de instalación. ▪ Los altos costos de los combustibles. ▪ Posibilidad de ejecutar fuera de posición por fallos del sistema o pérdida de conocimiento. ▪ Peligros subacuáticos de propulsores para los buceadores y los ROV. ▪ Superior de mantenimiento de los sistemas mecánicos. |

Tomado de: IMCA, Introducción al posicionamiento dinámico. Internet: <http://www.imca-int.com>

2.1.3 SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO. [13]

El movimiento vertical, al que es expuesta la unidad de perforación debido al fuerte oleaje, fue uno de los principales problemas a los que se enfrentó la industria petrolera cuando inicio las operaciones costa afuera y es resuelto en los años sesenta, mediante el uso de equipos tensionadores que operan por medio de aire; los sistemas usados para compensar los movimientos producto del levantamiento se conocen como “Compensadores de movimiento”. (Figura 28)

Figura 28. Sistema de compensación de movimiento



Tomado de: <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo09.pdf>

Los primeros sistemas para compensar movimientos verticales utilizaban convertidores de torque en el mecanismo de levantamiento. En 1970, se comenzó a probar un compensador de movimiento en superficie en el mecanismo de levantamiento justo debajo del bloque viajero. Este fue un cilindro hidráulico/neumático que contrarrestaba los movimientos de la estructura, y que es el precursor de los compensadores que son usados por la mayoría de los equipos en aguas profundas.

Para compensar los movimientos producto del levantamiento hay dos métodos Downhole Bumper Sub y Surface Motion Compensator

❖ **Downhole Bumper Subs**

Es básicamente un cilindro lleno de fluido compresible, usualmente tiene un stroke de 5 pies, y se pueden instalar uno o más de estos en la sarta de perforación en la parte superior de los drill collars, en el punto del “peso cero”.

❖ **Surface Motion Compensator**

El Surface Motion Compensator hace el mismo trabajo que el Downhole Bumper Sub, pero de forma más efectiva. Su mecanismo consiste en un arreglo pistón y cilindro neumático/hidráulico, el cual es instalado en el sistema de levantamiento dentro de la torre de perforación.

Hay dos tipos de compensadores de superficie en las unidades de perforación costa afuera: “compensadores del bloque viajero” y “compensadores del bloque corona”, ambos trabajan con el mismo principio básico. El fluido compresor es alimentado por un tanque, actúa sobre el pistón levantando una porción de peso de la sarta de perforación la cual depende de la presión del fluido. El stroke de cada cilindro es de 20 a 25 pies y, este dicta la cantidad total de movimiento, la cual el compensador puede absorber mientras el equipo está perforando.

La diferencia entre el compensador de bloque viajero y de bloque corona es principalmente la posición del cilindro compensador. En el sistema de bloque viajero el cilindro está atado a este, el cual se mueve verticalmente dentro de la torre de perforación a través de unos rieles. En el sistema de bloque corona el cilindro está instalado en el tope de la torre de perforación encima del bloque corona; este sistema tiene la ventaja que todas las líneas alimentadoras son rígidas y no flexibles como en el caso del sistema de bloque viajero, lo cual puede provocar fallas.

❖ **Funcionamiento de los compensadores de movimiento.** [20]

Todos los compensadores de movimiento de equipos de perforación son aparatos tensionadores que operan por medio de aire, funcionan con la diferencial de peso suspendido de la sarta de perforación y el nivel de tensión calibrado en el compensador.

Durante la perforación, el peso de la sarta esta soportado por los cilindros hidroneumáticos del compensador y el de la broca sobre el fondo del pozo. Los cilindros están intercomunicados a tanques de aire de alta presión. El control de la presión de aire en los tanques de alta presión, determina el nivel de tensión. Las técnicas apropiadas de perforación con el compensador de movimiento siempre requieren que el ajuste de tensión sea menor que el peso de la sarta de perforación.

Cuando la plataforma se mueve hacia arriba, los cilindros de soporte deben reciprocarse para extender el compensador y comprimir el aire de los cilindros a los tanques de alta presión. El gran volumen de los tanques de aire de alta presión controla la variación debido a la compresión. Este movimiento recíprocante mantiene la carga de soporte preseleccionada (tensión), manteniendo prácticamente el mismo peso en la broca.

Cuando la plataforma se mueve hacia abajo, los cilindros de soporte retienen el compensador, el movimiento hacia abajo tiende a poner más peso sobre la broca, pero como los cilindros conservan la presión preseleccionada, estos retraen al compensador manteniendo la tensión y, en consecuencia el peso sobre la broca. Durante la retracción del compensador, el aire se expande de los tanques a los cilindros, lo que conserva el nivel de presión deseado.

❖ **Ventajas de usar compensador de movimiento.** [20]

- Durante la perforación mantiene virtualmente un peso constante sobre la broca, mejorando la velocidad de perforación y aumentando significativamente su vida útil. Además de permitir cambios fáciles e instantáneos en el peso sobre la broca con solo ajustar la presión sin tener que recurrir a sacar y meter la tubería.
- Proporciona suave sentado de las preventoras y de la tubería de revestimiento, haciendo la operación más segura aun en condiciones de fuerte oleaje, sin el compensador habría que retrasar el procedimiento y esperar mejores condiciones de oleaje.
- El compensador hace que se cierren los arietes sobre la tubería de perforación, eliminando el movimiento vertical y, por tanto, el desgaste de los elementos de empaque de los arietes y del preventor anular.

2.1.4 EQUIPOS DE SALVAMENTO. [21]

Las instalaciones costa fuera deben estar diseñadas, equipadas y organizadas a fin de proveer los medios para una evacuación segura de todo el personal, bajo

todas las posibles circunstancias de emergencia, debiendo permanecer disponibles medidas de evacuación, rescate y escape para su uso inmediato.

Debido a la ubicación geográfica de las instalaciones petroleras costa fuera, estas deben estar diseñadas y equipadas con dispositivos de seguridad y salvamento que prevengan y salvaguarden al personal que las tripulan, así como contar con sus planes de emergencia, planos de ubicación de los equipos de salvamento e implementar el continuo adiestramiento para el caso de que ocurra alguna contingencia.

Los elementos que integran el sistema de evacuación, rescate y escape, se deben verificar para el cumplimiento de los requerimientos de los operadores:

- Botes de salvamento y accesorios.
- Balsas salvavidas.
- Chalecos salvavidas y contenedores de resguardo.
- Alarmas visibles y audibles.
- Canastillas para transporte de personal.
- Salvavidas circulares.
- Equipos de respiración de cascada y autónoma de presión positiva a solicitud del usuario en las bases de licitación.
- Resucitador de oxígeno.
- Rutas de escape (heliplataforma, muelle y habitacional).

2.1.5 RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE

El éxito de las operaciones de perforación depende de un buen planeamiento y diseño de cada uno de los sistemas involucrados en esta, cualquier fallo implica pérdidas económicas y de tiempo, las cuales no son deseadas. Para la prevención

de estos impases es bueno tener en cuenta los riesgos que se pueden presentar y el impacto que pueden generar.

❖ **Riesgos de los sistemas básicos.**

Los riesgos asociados a los sistemas básicos en las operaciones de perforación, los cuales encierran el sistema de elevación, rotación, circulación y potencia, básicamente son el mal funcionamiento de alguno de los equipos, causados por desgaste de los equipos, manipulación y diseños inadecuados. Estos problemas son los mayores causantes de generar tiempos de inactividad y pérdidas económicas.

Los equipos de la sarta de perforación son un componente extremadamente costoso y deben ser reemplazados periódicamente. Por tal motivo, debe tenerse especial cuidado para alargar su vida útil.

❖ **Riesgos de los sistemas de anclaje y posicionamiento**

El sistema de anclaje y posicionamiento dinámico son primordiales en las operaciones desarrolladas en aguas profundas y ultraprofundas, debido a que la estabilidad de las plataformas es fundamental para llevar a cabo con éxito varias de las operaciones complejas, las cuales requieren de estos sistemas.

Por la importancia que tienen estos sistemas en las operaciones en aguas profundas y ultraprofundas, el riesgo presente está en el fallo de estos sistemas, el cual será catastrófico para las operaciones, generando inestabilidad a las plataformas dejándolas a la deriva y en descontrol, causando una serie de problemas. Por este motivo todas las plataformas de perforación en aguas profundas y ultraprofundas deben tener la capacidad de identificar una falla y estar preparados en cualquier momento si se presenta.

Los problemas más serios que se presentan en el sistema de posicionamiento dinámico son: el derive-off (desviación) y el drift-off (deriva), durante el derive-off el equipo es accionado hacia una posición lejos del pozo y ocurre cuando el sistema de posicionamiento dirige la plataforma lejos de la localización, provocado por una mala interpretación del sistema. El drift-off sucede cuando el equipo pierde potencia y las fuerzas ambientales lo empujan fuera de la localización; En estas situaciones, el BOP debe sellar el pozo y liberar el tubo ascendente antes de que el sistema de canalización vertical, la cabeza del pozo, o la carcasa se dañen.

El fallo de los sistemas de anclaje puede ocurrir por desgaste o fatiga y mal asentamiento de las anclas; Por otro lado el sistema de posicionamiento dinámico puede fallar por el daño de algún equipo de este sistema.

❖ Riesgos del sistema de compensación de movimiento

El poder controlar la profundidad de la perforación sin tener un tubo ascendente como referencia es un gran desafío. El lecho marino puede estar a profundidades mayores de 3000 m y los buques pueden oscilar hacia arriba y hacia abajo entre 5 y 6 m en las olas de la superficie. Este movimiento vertical hace que sea difícil mantener la broca en el fondo de la perforación, haciendo que cada vez que una ola empuja el buque hacia arriba, este tira el sistema de perforación. Por estas razones es fundamental tener un sistema de compensación de movimiento en las operaciones de perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

Las operaciones de perforación sin este sistema solo podrían realizarse cuando el mar está muy calmado y no hay presencia de oleaje fuerte. Por esta razón se corre el riesgo que las operaciones se expongan a tiempos de inactividad por el fallo de este sistema, lo cual genera pérdidas económicas. El sistema de compensación de movimiento también favorece otros procedimientos como

sentado del conjunto de preventoras y tubería de revestimiento, previniendo fuertes colisiones de equipos u otros objetos con el fondo del mar.

❖ **Riesgos en el equipo de salvamento**

La posibilidad de ocurrir algún accidente en las plataformas siempre está presente en las operaciones de perforación costa afuera, por esta razón se debe estar en condiciones para atender cualquier caso de accidente, salvaguardando las vidas humanas de las personas que trabajan en dichas plataformas.

Se puede presentar el riesgo de que fallen los sistemas de prevención y salvamento causando incidentes graves. Los sistemas de equipos de salvamentos pueden presentar inconvenientes por un mal diseño e inadecuado equipamiento, que no cumpla con proporcionar todos los medios para una evacuación segura de todo el personal, o también puede ocurrir por el fallo de alguno de los equipos.

“La plataforma de perforación Enchova Central ubicada en la Cuenca Campos, cerca de Río de Janeiro y operada por la petrolera brasilera Petrobras sufrió un accidente grave por el fallo de uno de los equipos de salvamento; El 16 de agosto de 1984, cuando ocurrió un reventón seguido por una explosión e incendio. La mayoría de los trabajadores fueron evacuados de manera segura, pero 42 personas murieron durante la evacuación ya que el incidente más grave se produjo cuando el mecanismo de bajada de un bote salvavidas no funcionó correctamente, haciendo que el gancho de proa fallara, provocando que el bote salvavidas se fuera a la izquierda y luego quedo suspendido verticalmente hasta que el soporte de popa se rompió y cayó de 10 a 20 metros al mar, dejando como resultado 36 ocupantes muertos; seis trabajadores más resultaron muertos cuando saltaron de 30 o 40 metros de la plataforma hacia el mar”. [22]

La siguiente Tabla 6 resume los riesgos y su impacto en las operaciones de perforación de pozos costa afuera, relacionados con los aspectos operacionales en superficie.

Tabla 6. Riesgos asociados a los aspectos operacionales en superficie

| ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE | | |
|--|---|--|
| ASPECTO | RIESGO | IMPACTO |
| Sistemas básicos (Elevación, rotación, circulación y potencia) en las operaciones de perforación | Fallo de alguno de los equipos de los sistemas básicos. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempos de inactividad ▪ Pérdidas económicas |
| Sistema de anclaje y posicionamiento dinámico (DP) | Fallo del sistema de anclaje y DP | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inestabilidad de las plataformas ▪ Daño de equipos de fondo ▪ Posibles derrames de crudo al océano |
| Sistema de compensación de movimiento | Fallo del sistema de compensación de movimiento | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempos de inactividad (Por presencia de fuerte oleaje) ▪ Pérdidas económicas |
| Equipos de salvamento | Fallo del sistema de salvamento | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas humanas |

2.2 ASPECTOS OPERACIONALES EN FONDO

2.2.1 EQUIPOS DE FONDO.

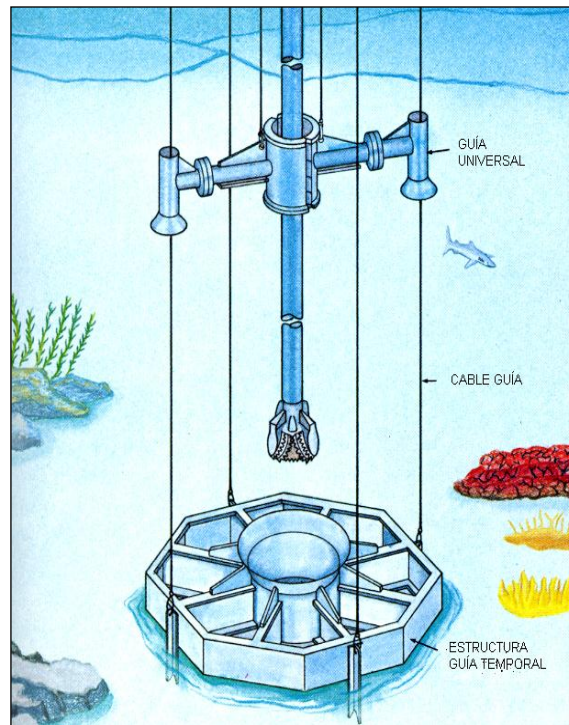
2.2.1.1 BASE GUIA TEMPORAL. [10]

Luego de anclar la unidad de perforación al sitio en que se va a llevar a cabo la operación, se baja la base guía temporal (Temporal Guide Base), que será la encargada de servir como soporte para el descenso de los equipos que estarán involucrados en las operaciones, además en ella se anclaran los cables guía, usados para llevar los equipos hasta el suelo marino. En la parte inferior de la estructura se ubican cuatro picas con el fin de anclarla al lecho marino.

La base guía temporal (Figura 29) es una estructura metálica y plana, cuya forma puede ser circular, cuadrada u octogonal; posee una abertura circular en su centro y a través de ella es guiada la broca al inicio de la perforación. El tamaño promedio de la estructura es de 100 pies cuadrados y algunas tienen compartimientos para colocar el material de lastre. El peso de la estructura puede llegar a ser de 4 toneladas y su peso puede ser aumentado con bultos de barita, cemento u otro material, antes de ser bajado al lecho marino, para lo cual se emplea la sarta de perforación, con la ayuda de una herramienta especial que conecta la sarta con la estructura metálica.

Cuatro cables son atados a los lados de la base guía temporal, los cuales son tensionados cuando la estructura ya ha sido fijada, estos cables servirán para guiar el descenso de otros equipos que estarán ubicados en la parte superior de la estructura. Aparte de los ya mencionados, existen dos líneas pequeñas por las cuales se dirigen cámaras, usadas para monitorear las operaciones.

Figura 29. Base Guía Temporal



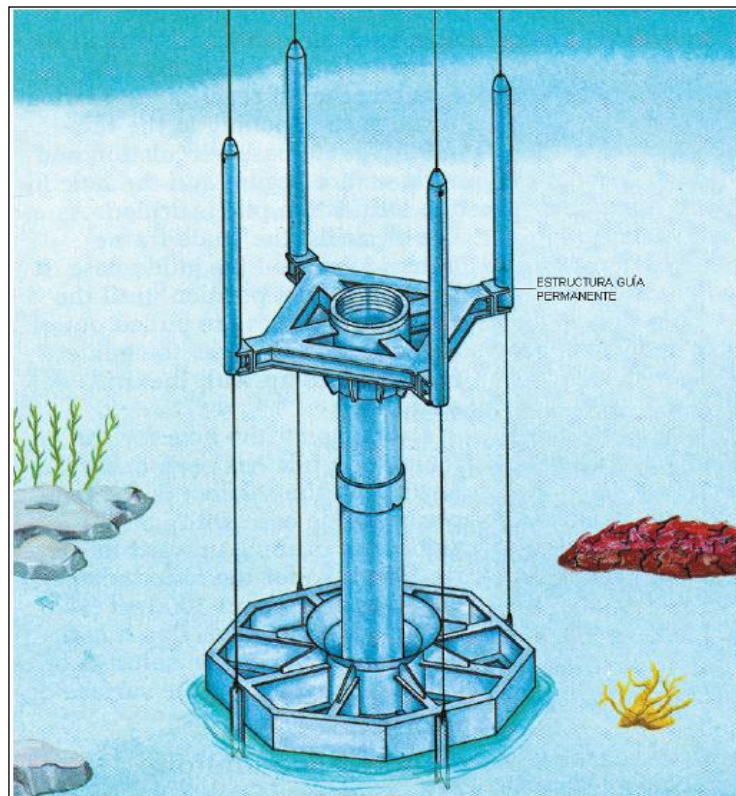
Tomado de: <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo09.pdf>

2.2.1.2 BASE GUIA PERMANENTE. [10]

La base guía permanente (Permanent Guide Base), es una estructura de acero, cuyo peso ronda las tres toneladas y posee forma cuadrada, el círculo central tiene una hendidura para el anillo de retención en el cual se ancla el cabezal y cuatro postes guías removibles, cuya función es proporcionar una guía rígida para sentar el conjunto de preventoras y el cabezal del pozo, y a través de ellos son corridas las cuatro líneas guías para la herramienta de perforación.

La base guía (Figura 30) permanente se desciende a través de las líneas guías y es conectada con la base guía temporal, y allí una proyección en forma de embudo alrededor de su abertura central es insertada en la TGB para asegurar su ajuste.

Figura 30. Base Guía Permanente



Tomado de: <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo09.pdf>

2.2.1.3 LINEAS GUÍAS. [10]

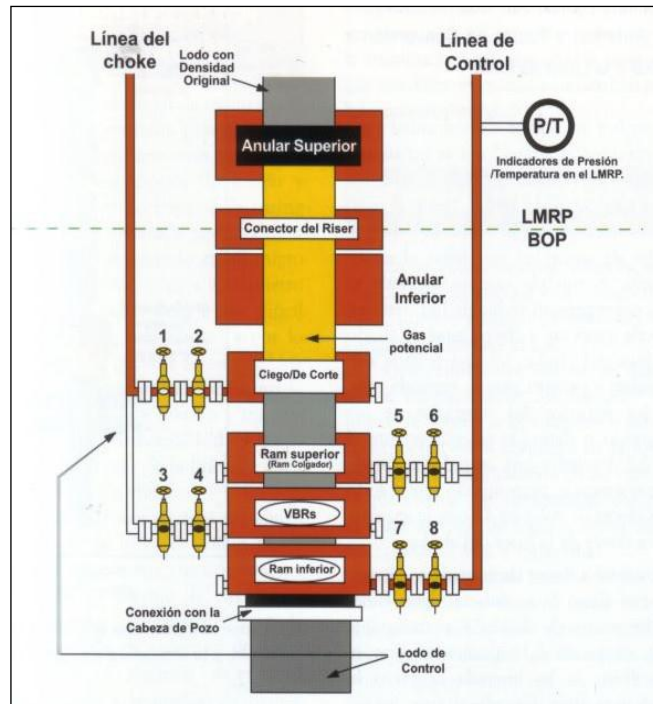
Las líneas de guía son un sistema de cables que se disponen desde la plataforma a la base guía permanente. Su fin es conducir los equipos hasta el fondo del lecho marino para realizar las operaciones de instalación. Algunas de estas líneas de guía pueden ser manejadas a control remoto y son usadas para llevar cámaras y sensores de sonido.

2.2.1.4 CABEZAL DEL POZO MARINO. [23]

El cabezal de pozo marino (Figura 31) es una gran unidad cilíndrica con varios ajustes internos llamados "Casing Hangers" que están diseñados para suspender

el número y/o tamaño de casing y sarta de perforación que va a ser usada en el pozo. El cabezal de pozo es ajustado en las aberturas de las dos estructuras base y está diseñado para conectar el conjunto de Preventoras.

Figura 31. Cabezal de pozo marino



Tomado de: WELL CONTROL SCHOOL., Manual de control de pozos, USA, 2003.

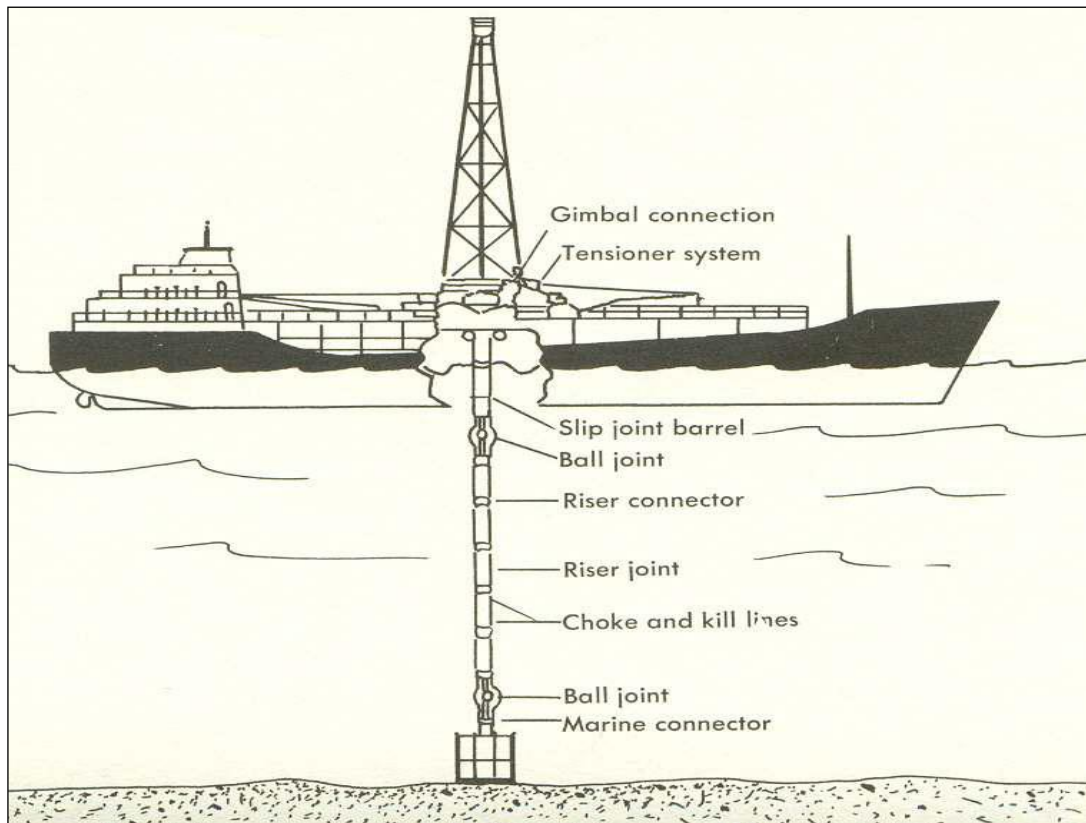
2.2.1.5 CONDUCTOR MARINO (RISER MARINO). [8]

El conductor marino (Figura 32) es el lazo de unión entre la unidad de perforación y el pozo en el lecho marino. Es vital para el desarrollo de las operaciones de perforación ya que proporciona un medio de retorno para el fluido de perforación y guía la sarta de perforación hacia el interior del pozo.

Este dispositivo se encuentra unido en su parte inferior a la pareja de preventoras submarinas, y en su parte superior, al equipo de perforación, y es tal vez uno de los elementos más vulnerables del equipo. Debe ser estructuralmente capaz de

resistir la complejidad de esfuerzos ejercidos sobre él bajo condiciones severas de operación.

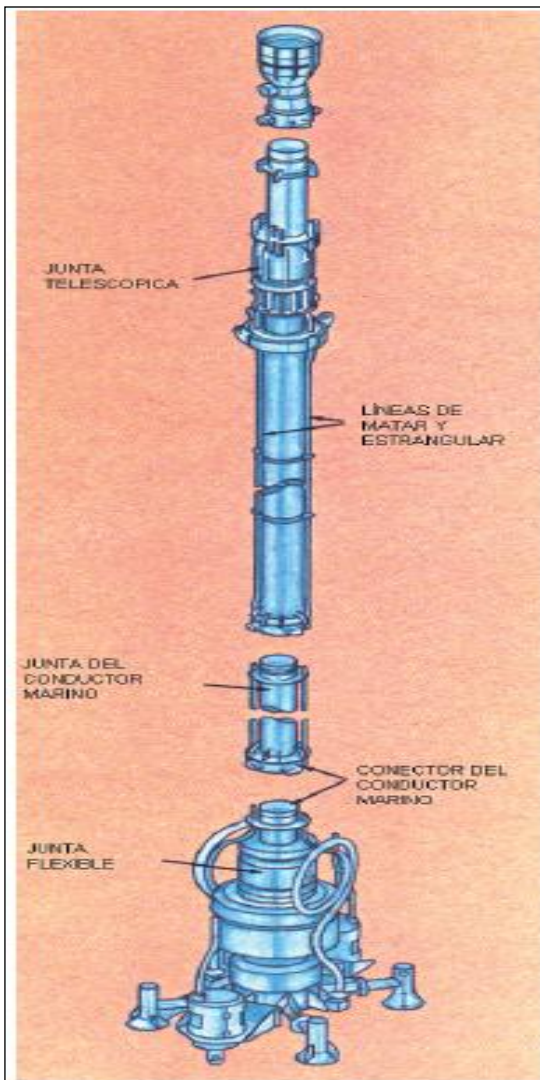
Figura 32. Riser marino



Tomado de: Deepwater floating drilling operations

El conductor marino (Figura 33) está formado, desde su parte superior, hasta el fondo por los siguientes elementos:

Figura 33. Riser marino



Tomado de: Equipos para la perforación marina. Capítulo IV. Ciudad de México D. F.

❖ **Desviador de flujo (diverter)**

Este dispositivo de seguridad se encuentra colocado arriba de la descarga de lodo y actúa como un preventor, proporcionando un medio de seguridad en caso de existir acumulaciones de gas u otro fluido a presión en el interior del tubo conductor. Funciona hidráulicamente y puede sellar en forma anular o ciega,

dependiendo de que haya o no tubería de perforación dentro del pozo. Evitando así que el fluido pase a la mesa rotaria.

El diverter está diseñado para períodos cortos de altas tasas de flujos, pero no puede contener grandes cantidades de presión. Con una alta tasa de flujo, la erosión puede ocurrir fácilmente hasta en la más grande y mejor línea de desvío.

❖ **Junta telescópica (telescopic slip joint)**

Este dispositivo compensa el movimiento vertical del equipo flotante y permite mantener un esfuerzo de presión constante sobre el conductor marino.

El dispositivo consta de un barril interior deslizante y un barril exterior fijo, al cual se sujetan los cables tensionadores. Este elemento está colocado entre el desviador de flujo y la parte superior del tubo conductor. La carrera que tiene la junta telescópica, es aproximadamente de 9 metros y su longitud depende de la columna de agua, así como de las condiciones marinas. Esta junta lleva una prensa estopas para evitar la fuga del fluido de perforación entre el conductor y esta.

❖ **Riser marino de perforación**

Está formada por tramos de tubería generalmente de 15 m (50 ft) de longitud, de diseño y características específicas. Estos tubos llevan integrados los conectores (pin y caja), la línea de choque y la línea de matar, en forma unitaria, para su fácil conexión y desconexión de la unidad.

Los conectores, tanto de la tubería del conductor marino como de las líneas de choque y matar, son de tipo enchufe y se aseguran por medio de empaques candados, los cuales están diseñados para soportar grandes tensiones. El

diámetro del conductor marino debe coincidir con el conjunto de preventoras utilizadas.

❖ **Líneas de choque y matar (choke and kill lines)**

Son tubos de alta resistencia que van desde el conjunto de preventoras ubicado en el lecho marino hasta la unidad de perforación. Estas líneas sirven para bombear o descargar fluidos a presión, particularmente cuando se presenta un influjo. Se encuentran aseguradas al conductor vertical marino y disponen de conductores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

❖ **Junta esférica (Riser Flex Joint)**

Este dispositivo absorbe los movimientos laterales de la unidad, así como las inclinaciones del conductor marino ocasionadas por las fuerzas de la corriente y el oleaje permitiendo deflexiones angulares hasta de 10 grados con respecto a la vertical. Se puede utilizar en vez de este dispositivo un tubo flexible, que permite deflexiones mayores de 10 grados; se sitúa en el extremo inferior del conductor marino.

❖ **Conector hidráulico**

El conector hidráulico permite conectar y desconectar el conductor marino a las preventoras desde la superficie mediante un sistema de cuñas accionadas hidráulicamente. Se localiza debajo de la junta esférica.

2.2.1.6 SISTEMA TENSIONADOR DEL RISER. [8]

La función principal del sistema es proporcionar una tensión axial constante sobre el conductor marino para mantenerlo rígidamente y evitar que trabaje a compresión.

Este sistema (Figura 34) debe soportar las cargas generadas por el movimiento del equipo, mareas y corrientes. Consta de varias unidades tensionadoras colocadas a lo largo del piso de perforación. Estas unidades se operan por pares diagonales opuestas.

Figura 34. Sistema Tensionador



Tomado de: Equipos para la perforación marina. Capítulo IV. Ciudad de México D. F.

Con el incremento en el diámetro del conductor marino, así como de las profundidades, los equipos disponen generalmente de cuatro, seis y hasta ocho

unidades tensionadoras; es más, existen equipos diseñados para operar con diez de ellos.

El tensionador debe ser capaz de proporcionar una reacción instantánea al movimiento vertical ascendente o descendente de la unidad. Esta respuesta deberá ser mayor o igual a la velocidad vertical instantánea. Además, debe compensar los movimientos por mareas, ajustes de conexión y cambios en la posición lastre del equipo.

Los tensionadores comunes son sistemas hidroneumáticos, los cuales por medios mecánicos imponen una fuerza de tensión al barril exterior de la junta telescópica. Un extremo del cable tensionador está anclado en la propia unidad y el otro se encuentra fijado al barril mencionado.

2.2.1.7 SISTEMA DE FLOTACIÓN DEL RISER

La flotación proporcionada al conductor marino tiene como propósito reducir su peso y evitar que se flexione. Para lograr lo anterior, se utilizan módulos de flotación o cámaras de aire, que pueden ser espuma sintética o de aluminio. Estos accesorios se fijan alrededor del conductor marino en puntos adecuados. El sistema de flotación no elimina el uso de los tensionadores, ayuda a reducir la tensión requerida y por consecuencia las dimensiones de los tensionadores.

2.2.1.8 SECUENCIA DE EVENTOS A SEGUIR EN LA INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO. [24]

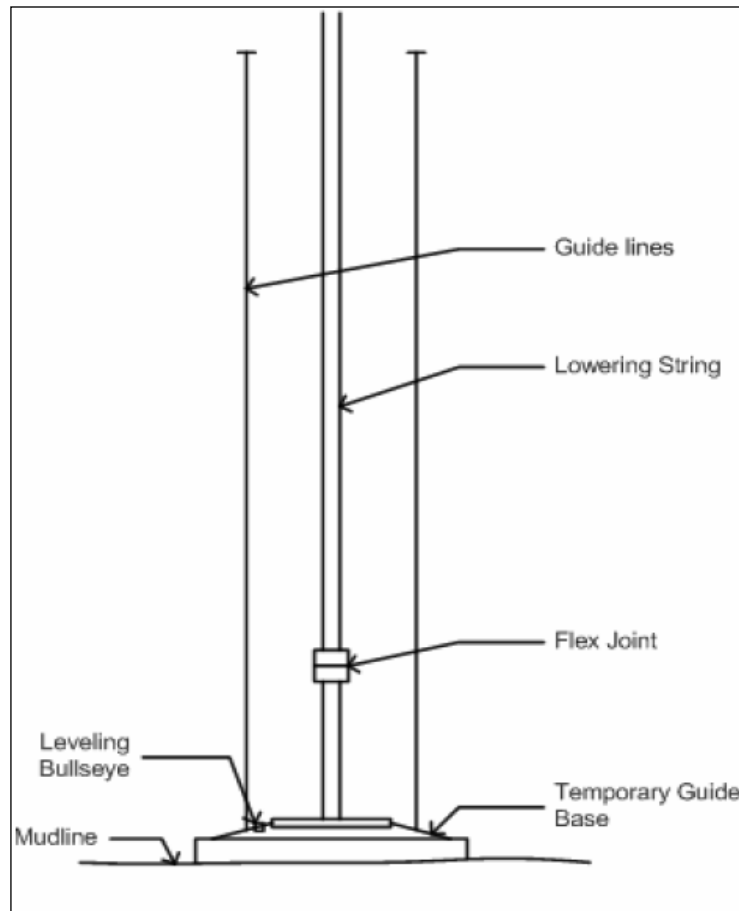
En el desarrollo de un programa de perforación costa afuera se debe seguir algunos pasos fundamentales, a continuación se hace una descripción básica de los procedimientos desarrollados en el inicio de la perforación de un pozo,

teniendo en cuenta la secuencia normal de los procedimientos y los equipos que deben utilizarse para dicha actividad. La secuencia de eventos no es necesariamente tal y como sigue para todos los pozos perforados desde una unidad móvil de perforación, pero es el método que más se ha aplicado.

❖ **Paso 1.**

Luego de anclar la unidad de perforación al sitio en que se va a llevar a cabo la operación, se baja la base guía temporal (Temporal Guide Base), que será la encargada de servir como soporte para el descenso de los equipos que estarán involucrados en las operaciones, además en ella se anclaran los cables guía, usados para llevar los equipos hasta el suelo marino. En la parte inferior de la estructura se ubican cuatro picas con el fin de anclarla al lecho marino. Cuatro cables son atados a los lados de la base guía temporal, los cuales son tensionados cuando la estructura ya ha sido fijada, estos cables servirán para guiar el descenso de otros equipos que estarán ubicados en la parte superior de la estructura. Aparte de los ya mencionados, existen dos líneas pequeñas por las cuales se dirigen cámaras, usadas para monitorear las operaciones. (Figura 35).

Figura 35. Ubicación base guía temporal

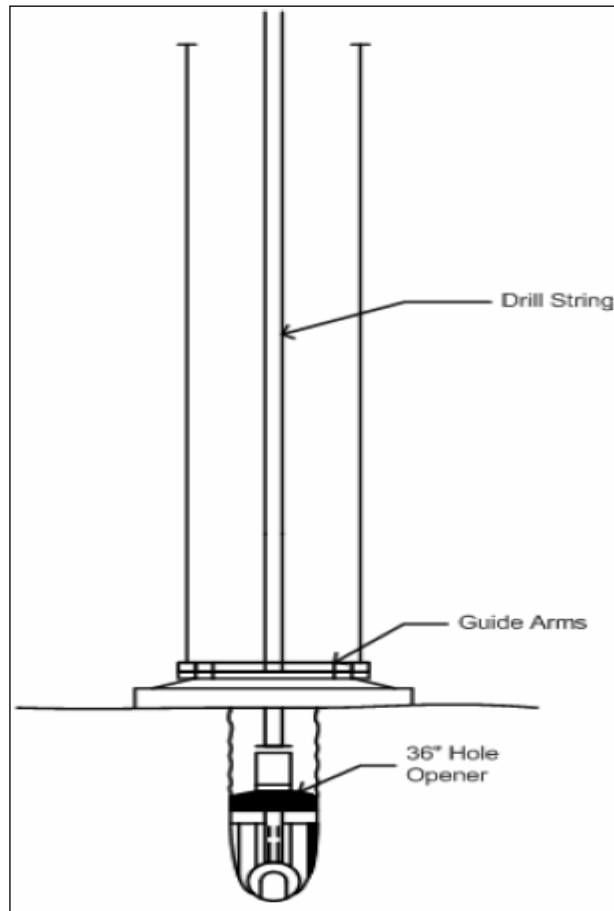


Tomado de: SILCOX, W.H. Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1. Paper SPE 11660 PA

❖ **Paso 2.**

Consiste en bajar la sarta de perforación, compuesta de broca, collares de perforación, bombas de subsuelo y tubería de perforación. La base guía permanente se baja a través de las líneas guías, allí una proyección en forma de embudo alrededor de su abertura central es insertada en la base guía temporal para asegurar su ajuste y asegurar que el hueco perforado no se desvíe más de 1° de la vertical para poder controlar posteriormente la ubicación de las BOP's en la cabeza de pozo. Mientras se perfora este hueco muchas muestras pueden ser tomadas. Cuando la perforación se completa, un lodo pesado es bombeado en el hueco para prevenir reventones o cavitaciones de flujo en el hueco. (Figura 36)

Figura 36. Perforación del casing estructural en el hueco

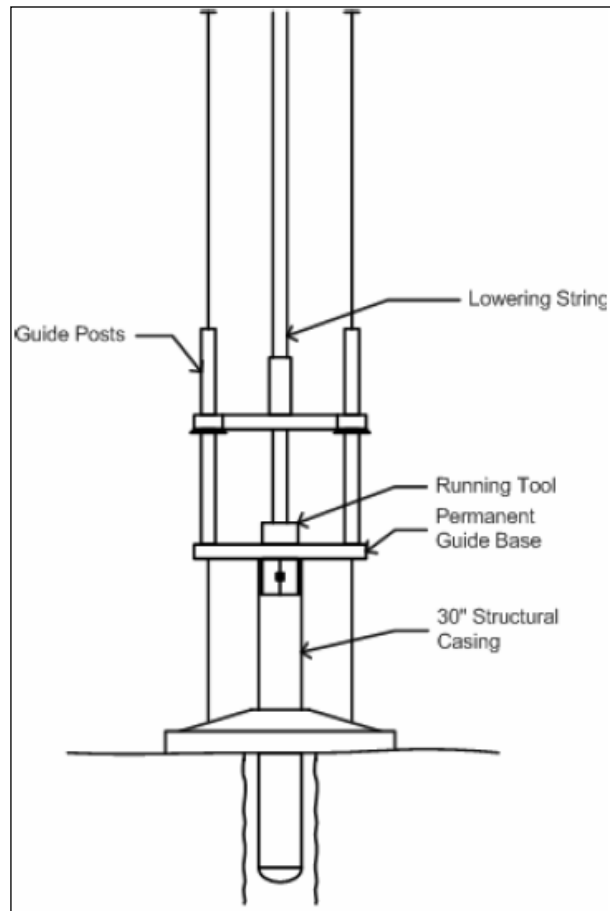


Tomado de: SILCOX, W.H. Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1. Paper SPE 11660 PA

❖ **Paso 3.**

El casing estructural, con la base guía permanente y las líneas guías, unidas a través de postes guías, son bajados dentro del hueco. Mediante este montaje se realiza la cementación a través de la tubería de perforación. El retorno del cemento es enviado al suelo marino y puede ser observado con imágenes de TV para asegurar un buen trabajo de cementación en el casing y el cemento puede ser desplazado en más de un 100%. (Figura 37)

Figura 37. Colocación de la base guía permanente y el casing estructural



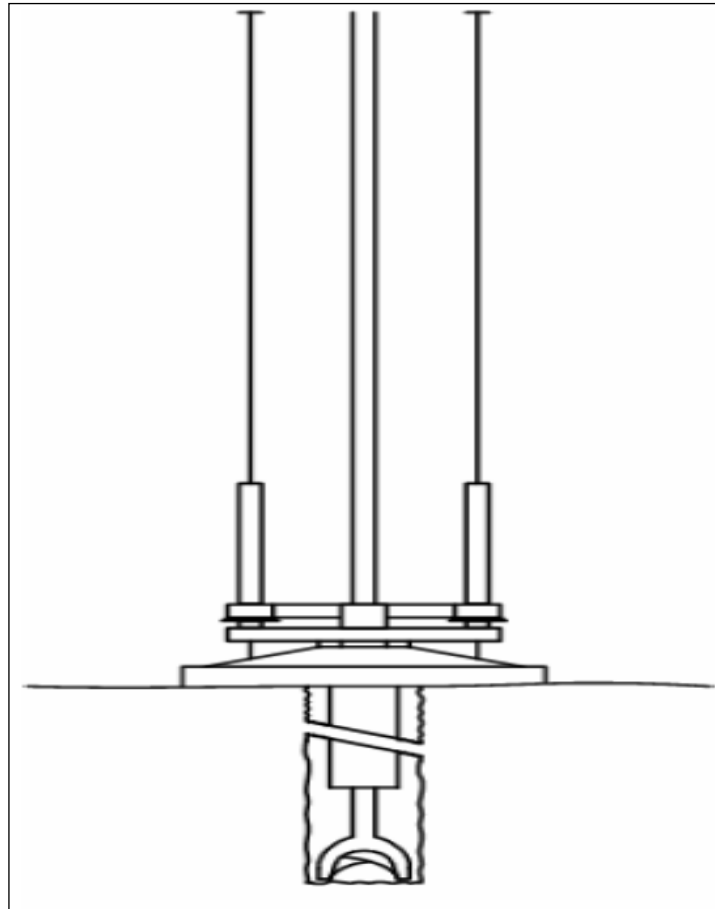
Tomado de: SILCOX, W.H. Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1. Paper SPE 11660 PA

❖ **Paso 4.**

El hueco es perforado para instalar el casing conductor, si el casing estructural es probado y se determina que es competente para soportar el riser, el riser es bajado y acoplado dentro de la base guía permanente y los retornos de perforación son depositados en la unidad de perforación, si por el contrario el casing no es competente para soportar o está diseñado para acoplar el riser, este no se coloca y los desechos de perforación son vertidos en el piso marino. El hueco conductor puede estar en un rango de profundidad entre 298 a 499 pies, usando comúnmente un diámetro de casing conductor de 20 pulgadas de diámetro

exterior. En caso de la utilización del riser este debe ser montado después de la ubicación del casing conductor. (Figura 38)

Figura 38. Perforación del hueco por entre el casing conductor



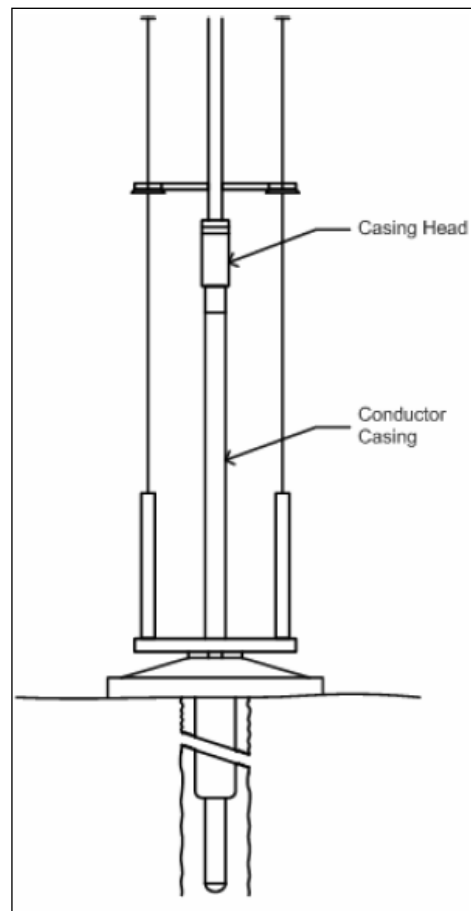
Tomado de: SILCOX, W.H. Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1. Paper SPE 11660 PA

Paso 5.

Un conductor de 20" es bajado por medio de las líneas guías y sobre la tubería de perforación se ubica la cabeza del casing. El tope del casing conductor es fijado y preparado internamente para recibir casing string posteriores. El tamaño del casing head es determinado en la superficie de la unidad de perforación teniendo en cuenta el tamaño de las BOP's.

El perfil externo de la parte superior del casing head es preparado para tener un tipo de conexión para instalar el arreglo de preventoras, un sello de metal sobre metal en forma de aro provee la presión de sello necesaria entre el conector y la cabeza de pozo. (Figura 39)

Figura 39. Bajando conductor con casing head



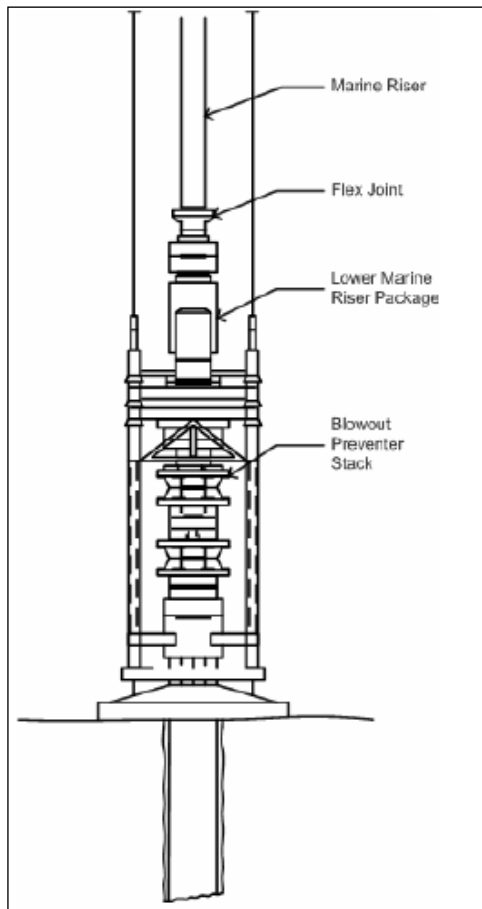
Tomado de: SILCOX, W.H. Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1. Paper SPE 11660 PA

❖ **Paso 6.**

Consiste en enviar el arreglo de preventoras mediante las líneas guías y conectadas a la cabeza de pozo. Las preventoras, las cuales pueden pesar tanto o

más de 400.000 libras y en un rango de altura de 30 a 40 pies, normalmente son enviadas sobre el riser de perforación. La parte superior del riser es fijado con un slip joint para evitar el movimiento de en el eje vertical o una posible desviación del equipo. El slip joint se coloca sobre un diverter inmediatamente debajo de la mesa rotaria. Las líneas de tensión del riser son conectadas a un barril de slip joint para alcanzar la tensión necesaria, esta tensión puede ser ampliada al tirar el arreglo de preventoras sobre la cabeza del pozo. Una vez en el lugar, y probada la presión y funcionamiento de la preventoras y revisado que todo el equipo este en perfectas condiciones se determina que esta todo para empezar la perforación hasta la profundidad total. (Figura 40)

Figura 40. Preventoras instaladas y listo para perforar hasta profundidad total.



Tomado de: SILCOX, W.H. Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1. Paper SPE 11660 PA

2.2.2 SISTEMA DE PREVENCIÓN. [14] [23]

Este sistema se usa para controlar y prevenir la invasión de fluidos del yacimiento al pozo y a superficie, que se conoce como un amago de reventón o si se vuelve incontrolable se llama reventón (blowout). La arremetida de fluidos (gas y/o petróleo, agua: fresca o salada) de la formación hacia el pozo, ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones ya perforadas o la formación que está siendo perforada por la broca.

Las manifestaciones de la arremetida de fluido se captan en la superficie por el aumento de volumen de fluido en el tanque y por el comportamiento simultáneo de las presiones en la sarta y el espacio anular. La magnitud del volumen adicional de fluido descargado da idea de la gravedad de la situación. La apreciación rápida del tipo de fluido desbordado ayudará a poner en ejecución uno de los varios métodos adecuados de contención, cuya finalidad, no obstante las diferencias de procedimientos, es permitir acondicionar el fluido de perforación al peso requerido y bombearlo al hoyo; mientras tanto se controla el comportamiento del flujo por el espacio anular para descargar la arremetida.

El sistema de prevención usado en los pozos de aguas profundas y ultraprofundas varía con respecto al usado en tierra (Figura 41). Estos cambios incluyen variaciones en las Preventoras, en el sistema de control, en los procedimientos de perforación y en el uso de los equipos, algunas de estas modificaciones son:

- Un sistema de revestimiento del cuerpo de la preventora para contrarrestar la presión hidrostática ejercida por la columna de agua marina.
- Preventoras de mayor tamaño para manejar mayor cantidad de fluido hidrostático en la operación de cada una de sus partes.

- La mayor longitud de las líneas de flujo aumentan la caída de presión a lo largo de ellas, lo que conlleva a que la hidráulica le dé mayor importancia a la disminución de los tiempos de reacción de la operación de las válvulas.
- Se cambia el arreglo del árbol de Preventoras, especialmente la ubicación de las líneas para matar y chocar el pozo.
- El fluido hidráulico es venteado al mar evitando su bombeo desde el fondo marino a la unidad de perforación. Lo cual requiere que el fluido hidráulico no sea un agente contaminante y que tenga características de baja viscosidad y pueda mezclarse fácilmente con agua de alto contenido mineral.

❖ **Conjunto de preventoras (BOP's blowout preventer) [22]**

El conjunto de preventoras posee gran importancia en las operaciones de perforación, ya que es la última línea de defensa de los perforadores en una situación de emergencia, permitiendo acciones de tipo correctivo o abandono de pozo en casos complejos e irremediables.

- **Preventoras tipo anular**

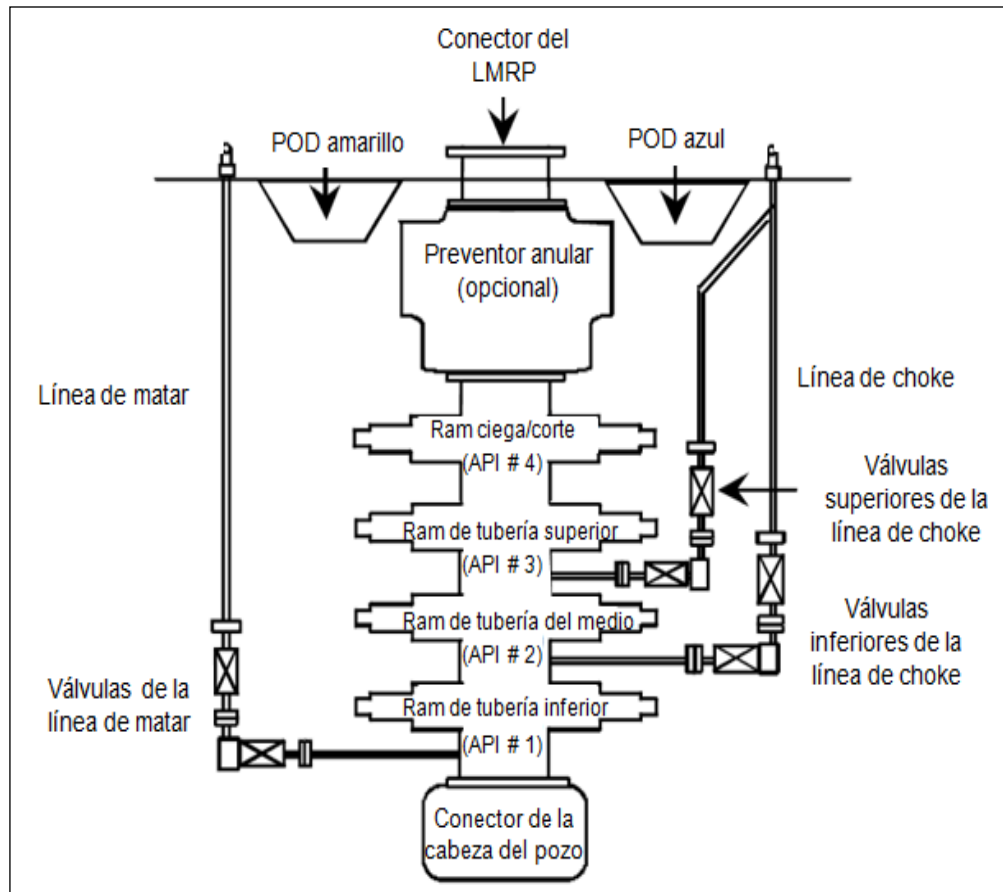
Este tipo de BOP's funcionan mediante la constricción (presión para cerrar parcial o totalmente) de un empaque flexible de elastómero reforzado que proporciona un sello alrededor de la tubería de perforación. Este empaque puede reducir en gran medida el diámetro y la sección transversal pero no tiene la capacidad de soportar altas presiones.

- **Preventoras tipo Ram (arietes)**

Este tipo de preventoras presentan cuatro configuraciones:

- **Ram ciega (blind ram):** es usada para sellar el pozo cuando no hay tubería. El sello se hace entre sí.
- **Ram ciega/corte:** es usada cuando se necesita una rápida desconexión de la plataforma y el pozo, por lo que es especialmente usada en operaciones costa afuera. La ram ciega tiene un borde que puede cortar la sarta de perforación y sellar el pozo con los fluidos a alta presión y temperatura por un largo tiempo.
- **Ram de tubería:** hay para diferentes tamaños de tubería y se diseñan para proporcionar cierre y sello alrededor de la tubería de perforación.
- **Ram variable:** tiene la capacidad de cerrar y sellar en una gama limitada de tamaños de tubo, proporciona cierre y sello alrededor de la tubería de perforación

Figura 41. BOP Submarino



Tomado de: PINZON. Genny. y SILVA. Katherine., Control de la presión en aguas profundas durante la perforación.

2.2.3 RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS OPERACIONALES DE FONDO

❖ RIESGOS EN LOS EQUIPOS DE FONDO

Las situaciones que generan riesgos en las operaciones costa afuera en los equipos de fondo, son las fallas de algunos de los equipos, causadas por los mayores enemigos de los equipos en este ambiente (temperatura, presión y corrosión), los cuales conducen a una serie de problemas generando pérdidas

económicas, tiempos de inactividad, desastres ambientales, complejas y costosas intervenciones.

Estas situaciones son provocadas por errores en el diseño, desgaste o fatiga de los equipos; la corrosión puede verse aumentada por la presencia de dióxido de carbono y agua proveniente de las formaciones y ser causante de la aparición de fisuras en los equipos que pueden llegar a explotar.

Para contrarrestar estos efectos los equipos son sometidos a pruebas en laboratorios de tecnología submarina, por medio de simulaciones.

❖ RIESGOS SISTEMA DE PREVENCIÓN. [25]

Las operaciones costa afuera, y especialmente las de aguas profundas y ultraprofundas, requieren de equipos de alta confiabilidad, siendo esta la diferencia entre la seguridad y un desastre anunciado.

El movimiento continuo de algunos de los equipos de perforación en aguas profundas y ultraprofundas requieren el empleo de cabezales e instalaciones de preventoras en el fondo del mar, porque existen condiciones de emergencia como problemas meteorológicos que obligan al equipo a moverse fuera de la localización del pozo, también se puede presentar influjos los cuales se controlan a través de estos sistemas de prevención para evitar posibles catástrofes con pérdidas millonarias.

El riesgo de un fallo en los sistemas de prevención siempre está presente en las operaciones costa afuera tanto en la perforación como en la producción del pozo, estos riesgos están relacionados con la pérdida de control de los hidrocarburos presurizados, como las fugas de gas y reventones.

Los fallos de estos sistemas pueden ser ocasionados por que alguno de los equipos no está funcionando adecuadamente, presentando fallas en el sistema

hidráulico o en el sistema de comunicación. También se puede ver afectado por fallas técnicas como el enrutamiento incorrecto de la presión hidráulica, en el diseño y fabricación del sistema del control de preventoras, es importante analizar por completo fallas y efectos a fin de eliminar puntos potenciales. Los sistemas de prevención deben ser sometidos a inspecciones periódicas para verificar su buen funcionamiento en casos de emergencia.

La Tabla 7 resume los riesgos y su impacto en las operaciones de perforación de pozos costa afuera, relacionados con los aspectos operacionales de fondo.

Tabla 7. Riesgos asociados a los aspectos operacionales de fondo

| ASPECTOS OPERACIONALES DE FONDO | | |
|--|---------------------------------|---|
| ASPECTO | RIESGO | IMPACTO |
| Equipos de fondo | Fallo de equipos | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempos de inactividad ▪ Desastres ambientales |
| Sistema de prevención | Fallo del sistema de prevención | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Descontrol del pozo en presencia de influjos ▪ Derrames de crudo por situaciones meteorológicas ▪ Pérdida de plataformas ▪ Pérdidas humanas ▪ Pérdidas económicas |

3 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS.

SISTEMA PETROLERO. [26]

Es de vital importancia conocer los eventos naturales a los que ha estado sometida una cuenca petrolera, y para facilitar su estudio se ha implementado el concepto de Sistema Petrolero (Figura 42).

El sistema petrolero es el conjunto de elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de petróleo:

- ❖ **Trampa:** Elemento geológico básico para la acumulación del hidrocarburo, ya que es una barrera para el movimiento ascendente del petróleo o el gas.

- ❖ **Yacimiento o reservorio:** roca porosa y permeable para recibir los hidrocarburos, las mejores rocas reservorio son las areniscas, carbonatos y rocas fracturadas.

- ❖ **Carga:** incluye lo siguiente:
 - **Roca generadora (roca madre):** formación rocosa de grano fino que contiene materia orgánica, las rocas madres usualmente son shale, carbonatos, margas y carbón.
 - **Generación:** las condiciones de temperatura y presión necesarias para convertir la materia orgánica en hidrocarburos.
 - **Migración:** las condiciones de flotabilidad y los trayectos para el desplazamiento de los fluidos desde la roca generadora hasta el yacimiento.

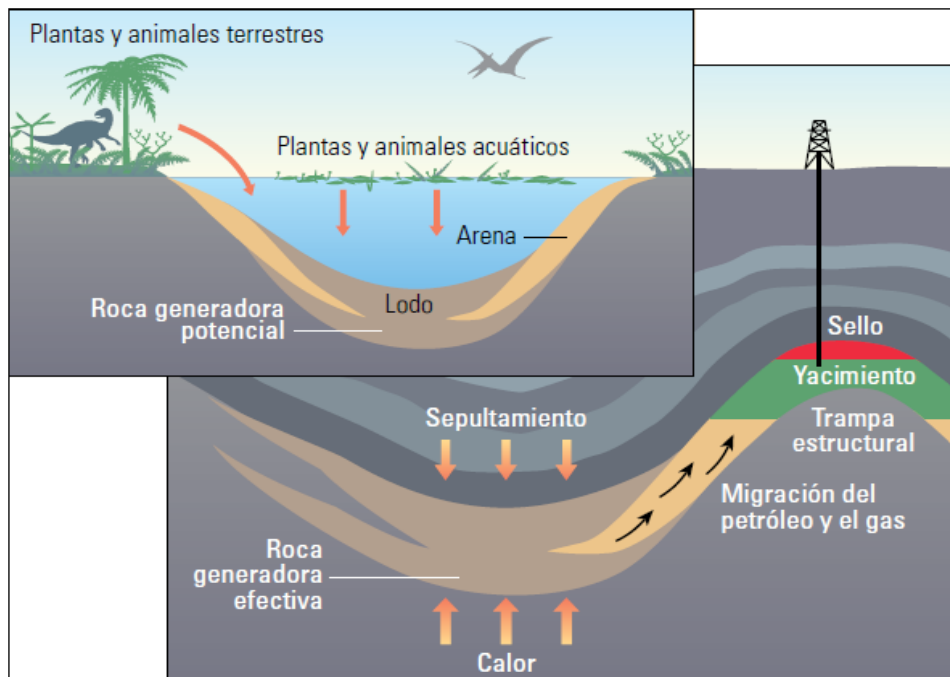
- ❖ **Sello:** un casquete impermeable para mantener los fluidos en el yacimiento. Las principales rocas sello son las lutitas, evaporitas y rocas calcáreas densas.

- ❖ **Preservación:** las condiciones que conservan la naturaleza de los hidrocarburos.

La depositación de sedimentos en el pasado puede traducirse en descubrimientos de petróleo en el presente, si los elementos geológicos -trampa, yacimiento, carga y sello- se encuentran presentes y los procesos tienen lugar en el orden correcto (formación de trampas, seguida por la generación, migración y acumulación de

hidrocarburos), puede existir un yacimiento de hidrocarburos, los cuales son ponderados y medidos para su cuantificación volumétrica.

Figura 42. Requerimientos para una acumulación de petróleo



Tomado de: STEWART, Lisa. La búsqueda de petróleo y gas. Oilfield Review. SCHLUMBERGER 2011

GEOLOGÍA. [27]

La geología de la perforación en aguas profundas es diferente de la geología en tierra y en aguas someras. Algunas de las características que presentan son:

- Las formaciones son relativamente recientes y muy reactivas.
- Las arcillas y los limos no han sido alterados por temperaturas o presiones extremas y no están muy deshidratados.

- Las arenas son generalmente no consolidadas y no han sido compactadas.
- Las formaciones de arcillas poco profundas, llamadas gumbo, son muy blandas y pegajosas.

❖ **MODELADO GEOLÓGICO.** [28]

Cuando la tecnología no puede brindar datos exactos de lo que está ocurriendo en el subsuelo, es necesario integrar una gran habilidad para interpretar los procesos en dos o tres dimensiones con la matemática, la física y la informática para poder elaborar modelos que simulen la estructura del subsuelo y el contenido de fluidos que pudieran estar saturando algunas áreas.

Realizar un adecuado modelo geológico permite una mejor comprensión de las formas generales y detalladas de los cuerpos sedimentarios, sus características estructurales y la variación espacial de sus principales propiedades estimando con mayor precisión el tipo de hidrocarburo y la capacidad de carga de este.

❖ **MODELADO DE CUENCAS Y SISTEMAS PETROLEROS.** [28]

Tener conocimiento de la evolución de la cuenca, es decir los procesos de flujo de calor, posible generación, sepultamiento, sobrecarga e hipotética migración de los hidrocarburos es tan importante como conocer la estructura que los aloja. Resulta fundamental conocer la cronología de los eventos acaecidos en la cuenca, ya que es fundamental en la toma de decisiones para la perforación de pozos exploratorios.

❖ **GEOMORFOLOGÍA MARINA.** [29]

Los estudios de la morfología marina, permite determinar los sitios más probables para el tendido de líneas y desplante de cimentaciones o sistemas de anclaje, así como prevenir condiciones potencialmente inseguras en aguas profundas, entre estas la existencia de canales, rellenos de escombros, fallas, plegamientos, taludes, deslizamientos, afloramientos rocosos, formas cónicas en el piso marino, que pueden ser indicadores de depósitos de gas o evidencia de licuación.

La integración de toda la información exploratoria posible, el modelado de la cuenca y los posibles sistemas petroleros que pudieron estar activos a través de la historia geológica del área, permite a los exploradores de hidrocarburos generar mapas y secciones que representen espacialmente la distribución de las rocas y sus contenidos de fluidos. El entendimiento e interpretación de los procesos involucrados en la historia geológica, hará que se pueda reducir el riesgo geológico en las perforaciones exploratorias futuras en la cuenca modelada.

3.1 ASPECTOS METEOROLÓGICOS Y OCEANOGRÁFICOS

3.1.1 DEFINICIÓN DE LOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS Y RIESGOS RELACIONADOS.

3.1.1.1 VIENTOS. [17] [29]

El viento es un movimiento horizontal del aire presente en la atmosfera causado por las diferencias de presión y temperatura entre dos puntos, esta diferencia genera diversa densidad en cada uno de los puntos, y por lo tanto, el movimiento de la masa es en dirección hacia la zona menos presurizada. Otros factores que afectan este movimiento son: el efecto coriolis, las fuerzas de flotabilidad y de fricción.

La dirección y rapidez en que se mueven los vientos se mide con el anemómetro, que registra las dos variables con el paso del tiempo. La intensidad del viento se ordena según su rapidez utilizando la escala de Beaufort. Esta escala se divide en varios tramos según sus efectos y/o daños causados, desde el aire en calma hasta los huracanes de categoría 5 y los tornados.

La energía cinética se transforma en fuerza cuando impacta un obstáculo; estas fuerzas son más relevantes en cuerpos donde una parte importante de su superficie está expuesta a este agente, como en el caso de plataformas de perforación.

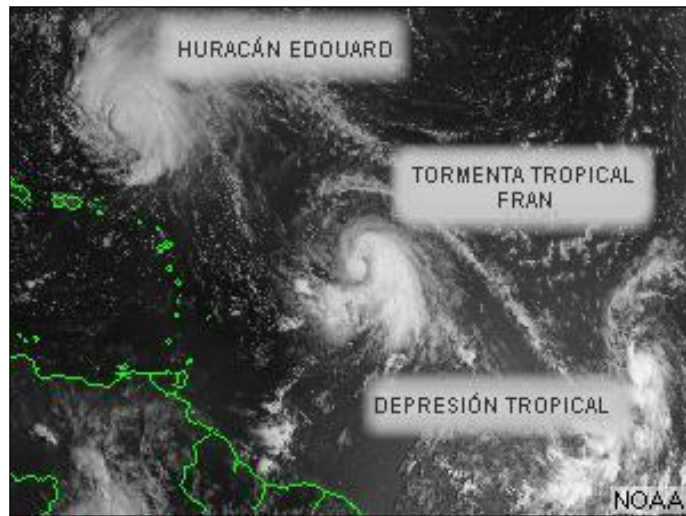
3.1.1.2 HURACANES. [30]

Los huracanes también llamados tifones, dependiendo del lugar de la tierra en que se presente, América y Asia respectivamente; son sistemas de baja presión atmosférica y de temperatura más alta que la existente en sus alrededores; con presencia de lluvias, fuertes vientos en forma de espiral y tormentas eléctricas.

Es la etapa más severa del fenómeno meteorológico conocido como ciclón tropical, y se clasifica por la velocidad de sus vientos.

Un ciclón tropical con vientos menores o iguales a 62 km/h es llamado depresión tropical, agrupa nubosidad y lluvia pero las bandas espirales no están bien delimitadas. Cuando los vientos alcanzan velocidades de 63 a 117 km/h se llama tormenta tropical esta posee una mejor estructura, con bandas espiraladas convergentes hacia el centro del sistema. Y, al exceder los 118 km/h, la tormenta tropical se convierte en huracán, es un sistema totalmente organizado en toda la troposfera con bandas espiraladas de lluvia bien delimitadas.

Figura 43. Etapas de un ciclón tropical



Tomado de: MARCANO, José. Educación Ambiental: Los Huracanes. República Dominicana.

3.1.1.3 OLEAJE. [17] [29]

Las olas son ondas mecánicas o perturbaciones del medio material, que se propaga por la interfase, que en este caso es el límite entre la atmosfera y el océano, es decir son ondulaciones del agua producidas por el viento que sopla sobre su superficie. Durante el viaje, estas ondas presentan grandes cantidades de energía y pueden estar acompañadas por el movimiento de grandes masas de agua, producto del arrastre propio que provocan. (Figura 44)

Durante la perforación, el oleaje es uno de los factores más relevantes, las características de este depende del sitio donde se va a llevar a cabo la operación, y los parámetros básicos a tener en cuenta son altura, periodo y longitud. Al realizar diseños y conociendo las condiciones a las que estará expuesta la estructura y sus componentes existen valores típicos, en condiciones difíciles del mar, los valores típicos de diseño de altura de ola son alrededor de 30 m, y en condiciones menos agresivas puede llegar hasta 23 m.

Las cargas por oleaje se deben al arrastre de partículas de agua entre si y contra la superficie del objeto en que se impactan, a la masa de agua y del obstáculo frente a ella y a la dispersión de la ola que incide sobre un cuerpo, por lo que la forma, tamaño y profundidad del objeto contra el que se impacta una ola son importantes en la determinación de la magnitud de las fuerzas inducidas por aquella.

Figura 44. Oleaje



Tomado de: ntic.uson.

3.1.1.4 TSUNAMIS. [31]

Los tsunamis son una serie de olas procedentes del océano, provocadas por deslizamiento de tierra, una explosión volcánica o un terremoto submarino en los bordes de las placas tectónicas, cuando el suelo oceánico asciende desplaza el agua que hay sobre él y la lanza en forma de ondas; pueden alcanzar alturas de hasta 30,5 metros, hacia el interior. La mayoría de los tsunamis, aproximadamente un 80%, se producen en el Océano Pacífico, en el Cinturón de Fuego, un área geológicamente activa donde los movimientos tectónicos hacen que los volcanes y terremotos sean habituales. (Figura 45).

Si el movimiento fue provocado, en un océano profundo, las olas generadas podrían parecer de pocos centímetros; sin embargo mientras se aproxima a la costa y entra en aguas menos profundas, se ralentizan y comienzan a crecer en

energía y altura. Las partes altas de las olas se mueven más rápido que sus bases lo que causa que se eleven precipitadamente. En aguas profundas, estas ondas pueden alcanzar velocidades superiores a 800 kilómetros por hora.

Figura 45. Tsunami



Tomado de: ntic.uson.mx

3.1.1.5 MAREA. [32]

La marea es un fenómeno astronómico, que representa la mayor contribución al cambio periódico del nivel del agua en la costa; esta presenta una variación periódica mínima y máxima, según la posición relativa de la tierra, el sol y la luna llamadas mareas altas y bajas (pleamar y bajamar). (Figura 46)

El término nivel del mar se usa para designar la altura de la superficie del mar desde el cual asciende y desciende la marea. El nivel del mar, exento del ascenso y descenso de la marea, es el promedio de las alturas horarias de la marea de un determinado período; y se ve afectado por diferentes factores como el viento, la presión atmosférica, eventos “El Niño” y “La Niña”, la configuración de la cuenca oceánica, la topografía del fondo, accidentes geográficos, afluentes lóticos, precipitaciones, variaciones de la temperatura y salinidad, sismos, etc.

Figura 46. Marea Alta



Tomado de: <http://t3.gstatic.com/>

3.1.1.6 CORRIENTES MARINAS. [29] [33]

Una corriente marina es el desplazamiento de una masa de agua, que tienen una propiedades como la velocidad, dirección, profundidad, ancho y caudal y se ve influenciada por fenómenos constantes y dinámicos como la radiación emitida por el sol, la fuerza gravitacional de la luna, la entrada de corrientes fluviales, la temperatura, la lluvia, la salinidad y el viento.

La estructura de las corrientes marinas a escala global es tridimensional, con movimientos horizontales en los que el viento juega un importante papel y con movimientos verticales, en los que la salinidad y las temperaturas son las fuerzas impulsoras. Las corrientes superficiales están por lo tanto ligadas, por movimientos convectivos de agua, a corrientes profundas de características mucho menos conocidas pero cuyo estudio en los últimos años ha recibido un fuerte impulso debido a su importancia oceánica y climática.

Las corrientes marinas siguen un patrón similar de desplazamiento y velocidad, y pueden causar diferentes efectos sobre las plataformas: socavación y deposición

de sedimentos a corto y largo plazo, erosión y cargas de arrastre sobre elementos estructurales que inducen cargas cíclicas debidas a la generación de vórtices. (Figura 47)

A la hora de diseñar, llevar a cabo la instalación de líneas de comunicación y tuberías en el lecho marino juegan un papel importante las corrientes marinas provocadas por la turbidez y las mareas. Las fuerzas debidas a corrientes marinas se calculan con base en la velocidad de estas y su distribución vertical y siempre que sea posible la determinación de estas velocidades debe apoyarse en mediciones reales.

Figura 47. Corriente marina en plataforma costa afuera



Tomado de: Curiosidades offshore Qg Do Petróleo. Internet: www.facebook.com

3.1.1.7 **ICEBERGS. [17]**

Los icebergs son porciones de agua dulce congelada, formadas en los océanos continentales al desprenderse de un glaciar; que son movidos y transportados por largas distancias, por las corrientes marinas hacia latitudes más bajas. Ya que el hielo es menos denso que el agua, los icebergs siempre se encuentran flotando

sobre la superficie de la misma, sin embargo, debe tenerse en cuenta que su tamaño puede llegar a ser ocho veces más grande que la porción que sobresale de la superficie del agua. (Figura 48)

La perforación debe hacerse durante un corto periodo de verano, ya que la presencia de icebergs impide operar a los buques y no se podrían perforar los pozos de alivio en caso de emergencia. Las compañías operadoras se ven obligadas a remolcar continuamente icebergs fuera de su trayectoria para evitar que estos colisionen con el equipo de perforación o utilizar cañones de agua para desviarlos. Si los icebergs son demasiado grandes, las plataformas deben ser trasladadas para evitar colisiones.

Figura 48. Iceberg



Tomado de: commons.wikimedia.org

3.1.2 RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS.

❖ RIESGOS ASOCIADOS A VIENTOS. [17]

Los vientos se convierten en un riesgo en las operaciones costa afuera cuando toman fuerza y no son pronosticados a tiempo para tomar las medidas de

precaución necesarias, como cierre de preventoras y evacuación del personal para prevenir pérdidas humanas y catástrofes ambientales.

❖ **RIESGOS ASOCIADOS A HURACANES** [34] [35]

Los huracanes son un verdadero peligro en las operaciones petrolíferas tanto en tierra firme como en costa afuera; Debido a que es un fenómeno natural no se puede hacer nada para controlarlos o prevenirlos, lo único que se puede hacer es tener medidas de precaución para enfrentar estas situaciones.

Para esto la oficina de seguridad y cumplimiento ambiental (BSEE) por sus siglas en inglés “BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT” establece las normas para la construcción y operación de instalaciones de petróleo y gas para soportar condiciones extremas de un huracán y proteger la vida de los hombres y mujeres que trabajan en alta mar y a el medio ambiente.

Estas normas también fueron diseñadas para minimizar la interrupción de la producción de petróleo y gas a raíz de una tormenta.

Un ejemplo de estas interrupciones de producción, es el huracán Katrina el cual fue el más destructivo y el que causó más víctimas mortales de la temporada de huracanes en el Atlántico del 2005. El huracán Katrina dañó o destruyó treinta plataformas petrolíferas en el Golfo de México; ocasiono que se suspendiera el 91.45% de la producción diaria de petróleo estadounidense, unos 1.5 millones de barriles y más del 83% de la producción de gas natural. De acuerdo a un balance de Minerals Management Service, del Departamento del Interior estadounidense, 561 plataformas y pozos petroleros fueron evacuados.

Durante los seis meses posteriores al paso de los huracanes Katrina y Rita, quedó paralizado el 24% de las extracciones de petróleo y el 18% de las de gas. El precio del galón de gasolina subió de manera exponencial en los Estados Unidos.

❖ **RIESGOS ASOCIADOS A TSUNAMIS** [36]

Los tsunamis son otro de los fenómenos naturales que no se pueden evitar ya que por el momento no hay ningún método seguro para prevenir un sismo, pero hay posibilidades de alertar a la población. Desde 1965, una red basada en la cooperación de diversas instituciones se ha puesto en marcha. Entre ellas, el Sistema de Alerta Internacional de Tsunami para el Pacífico (ITWS) se ha convertido en el núcleo de un sistema internacional, con una treintena de países miembros.

Al igual que los huracanes, los tsunamis también son una amenaza para las operaciones petrolíferas en alta mar, donde se está expuesto a pérdidas humanas y materiales ante un acontecimiento catastrófico de este tipo, también es importante mencionar las olas solitarias superiores a 20 metros de altura, que se aprecian en ocasiones y parecen formarse "de la nada", son un fenómeno considerado una leyenda hasta hace poco. Sin embargo, los sistemas de vigilancia han demostrado que son reales. Estas olas gigantes difieren de los tsunamis en que estos últimos solo alcanzan gran altura al llegar a aguas poco profundas.

Un equipo de científicos de la Organización para la Investigación Científica de Australia (CSIRO) ha desarrollado un modelo informático de olas solitarias para evaluar sus efectos contra plataformas petroleras y de producción de gas, además de comprender mejor este fenómeno.

❖ **RIESGOS ASOCIADOS A MAREA.** [17]

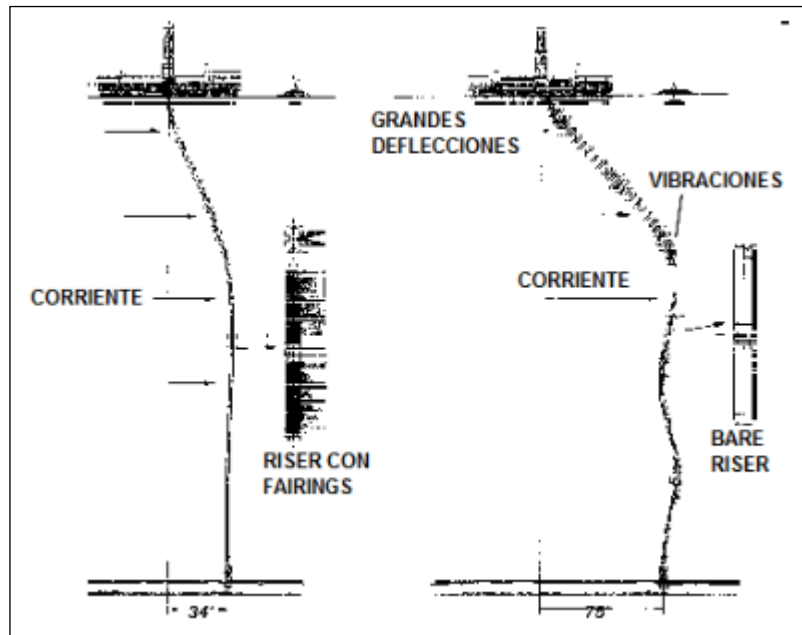
Durante la perforación la plataforma puede verse afectada por las mareas altas, éstas generan un brusco movimiento de las aguas lo que impide el desarrollo normal de las actividades, ya que genera una inestabilidad de la plataforma y provoca incomodidad al personal que allí opera.

❖ RIESGOS ASOCIADOS A CORRIENTES MARINAS. [17]

Las operaciones costa afuera se pueden ver afectadas por corrientes marinas las cuales pueden ocasionar dificultades en la realización de estas.

Los principales riesgos ocasionados por corrientes marinas son desviaciones en el riser y en el drill pipe o tubería de perforación, las cuales aumentan los ángulos de funcionamiento y vibraciones causadas por el vórtice que pueden causar fracturas debido a la tensión en el riser o el casing. (Figura 49)

Figura 49. Riesgos asociados a corrientes marinas



Tomado de: ESPINOSA, Carlos. MATEUS, Lina. Identificación de potenciales problemas operacionales y alternativas de control durante la perforación de pozos costa afuera en el mar caribe colombiano.

▪ Desviaciones

En ambientes con presencia de corrientes marinas ocurre un aumento de la fuerza de arrastre la cual ocasiona grandes deflexiones en el drill pipe y en el riser. La fuerza de arrastre varía con la velocidad por lo que la deformación aumenta

exponencialmente con la velocidad. Como la tubería es desviada en la parte más baja, la ejecución de los ángulos de perforación en el piso aumentara.

- **Vibraciones**

Cuando las corrientes forman vórtices generan unas vibraciones en el riser que se reactivan con las válvulas preventoras, causando al sistema de las BOP y a la cabeza del pozo un lento movimiento hacia adelante y hacia atrás.

Las altas corrientes no se pueden evitar, lo que se puede evitar es que estas generen un choque brusco a la maquinaria. Como manera preventiva se debe tener en cuenta un anclaje bastante estático y un posicionamiento dinámico que permita estabilidad en los equipos utilizados en las operaciones.

- ❖ **RIESGOS ASOCIADOS A ICEBERGS. [17]**

Debido a la impredecible trayectoria de los icebergs, los cuales avanzan con ayuda de corrientes marinas y de vientos predominantes, es posible que las operaciones de perforación o producción en alta mar se encuentren amenazadas por una posible colisión con estos bloques gigantescos de hielo. Debido al gran tamaño y peso de la mayoría de los icebergs un choque entre una unidad y un iceberg sería catastrófico.

Esto puede llegar a causar pérdidas tanto humanas como económicas que pueden llevar al cierre temporal o definitivo del pozo causando tiempos no productivos; Y en casos extremos si el pozo no se encuentra con todas las medidas de seguridad puede ocurrir derrames causando desastres ambientales y pérdida de crudo.

Para prevenir los riesgos asociados con la presencia de icebergs muchas organizaciones trabajan tiempo completo haciendo seguimiento al curso y la trayectoria de los bloques de hielo; existen diferentes posibles soluciones ante

este riesgo pero siempre se debe buscar la más adecuada tratando de no provocar la detención en las operaciones.

Todos los aspectos meteorológicos mencionados anteriormente tienen importancia a la hora de llevar a cabo operaciones de perforación o producción de hidrocarburos costa afuera, pues pueden generar situaciones de riesgo para las personas que trabajan en estos sitios y también para el medio ambiente si se lleva a cabo un derrame de petróleo.

La Tabla 8 resume los riesgos y su impacto en las operaciones de perforación de pozos costa afuera, relacionados con los aspectos meteorológicos.

Tabla 8. Riesgos asociados a los aspectos meteorológicos

| ASPECTOS METEOROLÓGICOS | | |
|-------------------------|--|--|
| ASPECTO | RIESGO | IMPACTO |
| HURACANES | Presencia de Huracanes | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempos de inactividad ▪ Pérdidas económicas, materiales y humanas ▪ Derrames de crudo ▪ Pérdidas materiales ▪ Desaparición y destrucción de plataformas |
| TSUNAMIS | Presencia de tsunamis | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Desaparición de las plataformas. ▪ Posibles derrames de crudo al océano ▪ Pérdidas humanas, materiales y económicas. |
| CORRIENTES MARINAS | Presencia de corrientes marinas | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Desviaciones en el drill pipe o en el riser. ▪ Vibraciones en el riser. ▪ Inestabilidad en las válvulas preventoras |
| ICEBERGS | Colisión entre los icebergs y las plataformas petrolíferas | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas económicas, humanas y materiales. |

3.2 ASPECTOS SOMEROS

3.2.1 DEFINICIÓN DE LOS ASPECTOS SOMEROS

3.2.1.1 HIDRATOS DE GAS. [37]

Los hidratos de gas son compuestos moleculares cristalinos que tienen apariencia de hielo y están constituidos por moléculas de gas rodeadas por una malla de moléculas de agua. Las condiciones de formación de los hidratos de gas son a altas presiones, bajas temperatura y presencia de agua, por esto se convierten en un problema en las exploraciones costa afuera ya que en estas se encuentran las condiciones más favorables para formarse y mantenerse estables.

Generalmente se encuentran a temperaturas entre -15°C y 15°C ; sin embargo en el Golfo de México se han encontrado hidratos en aguas poco profundas y a temperaturas superiores a los 20°C , debido a que la estabilidad de estos también depende de la composición del gas que los forma.

Durante la perforación debido a la presencia de agua en el sistema de circulación, y la presencia de gas durante la perforación, se puede presentar formación de hidratos, provocando taponamiento en las líneas de estrangulación y de control de pozo, dificultad en el monitoreo de la presión y restricción del movimiento de la sarta.

3.2.1.2 DOMOS SALINOS. [38]

Los domos salinos son estructuras geológicas intrusivas compuestas por sal gema, anhidrita y yeso, formadas por un fenómeno conocido como diapirismo; que consiste en la deformación plástica de la sal a alta presión, comportándose como un magma intrusivo que deforma y perfora los sedimentos suprayacentes.

Las dificultades encontradas durante la perforación de estas secciones son función de las características singulares de la sal. Los mantos salinos conservan una densidad relativamente baja aún después del sepultamiento. Dado que otras

formaciones que se encuentran a una profundidad equivalente o mayor, incrementan su densidad con el tiempo a medida que se agregan estratos de sobrecarga, los mantos salinos tienden a ser menos densos que las formaciones que se encuentran cerca o debajo de los mismos. También presentan altas presiones dentro del domo, por lo que los riesgos durante la perforación son importantes.

Los domos salinos tienen considerable importancia económica, y son el nuevo reto en la perforación de aguas profundas y ultraprofundas, ya que en ellos y en la capa de sub-sal podría encontrarse una gran reserva de hidrocarburos.

3.2.1.3 FLUJO DE GAS SOMERO (SHALLOW GAS FLOW). [22]

El flujo de gas somero puede ser definido como capas de gas que están a poca profundidad y están sobrepresionadas, caracterizadas por bajos gradientes de fractura. Las arenas saturadas de gas están a profundidades someras de alrededor de 3000 pies por debajo del nivel del lecho marino, aunque las profundidades con mayor probabilidad de presentar accidentes y en las que se debe tener mayor cuidado son entre 300 y 400 pies.

El gas presente en estas capas puede ser producto de procesos microbianos donde los desechos orgánicos de los sedimentos se descomponen y convierten en metano en ambientes anóxicos debido a la acción de las bacterias por metanogénesis. Los procesos termogénicos pueden producir gas, por crackeo (descomposición térmica) de materiales orgánicos para formar hidrocarburos, entre ellos el gas. El crackeo se da a grandes profundidades, entonces el gas puede fluir por canales o fracturas hasta donde se encuentre con un sello que le impida salir a la superficie y formar zonas sobrepresionadas.

Cuando la columna de lodo no soporta la sobrepresión de la formación durante la perforación, el gas fluye incontroladamente hacia el pozo. Si la presión de la formación es suficiente para vencer las caídas generadas por la columna de lodo y

por la tubería, el gas puede llegar a superficie con la fuerza necesaria para causar una catástrofe.

Un indicador de la presencia de un SGF es un aumento en la tasa de retorno de los fluidos de perforación a la superficie, es decir, se tiene mayor volumen de fluido de perforación en el tanque y la tasa de bombeo de éste al pozo no aumenta. Por otra parte, cuando se fractura la formación se observa la pérdida de lodo de perforación, y se puede identificar cuando la tasa de bombeo es la misma pero el volumen de retorno del lodo al tanque en superficie es menor.

3.2.1.4 FLUJO DE AGUA SOMERA (SALLOW WATER FLOW). [22]

Los flujos de agua somera o SWF se encuentran principalmente en estratos de arenas poco consolidadas y sobrepresionadas, en un rango de 0 a 3000 pies (aproximadamente 1000 metros) por debajo del lecho marino; en ambientes deltaicos donde hay altas tasas de sedimentación.

Los SWF ocurren por la diferencia entre la presión de poro de la formación y la presión hidrostática generada por la columna de lodo, que permite el flujo del agua presente en los poros de la formación hacia el pozo.

Las altas tasas de deposición de los deltas, y el sello que proporcionan las arcillas de sobrecarga, no permiten que el agua presente en la formación y que fluye por canales a la superficie salga, quedando atrapada y generando presiones de poro anormales.

Generalmente, las porosidades de las arenas con agua somera (shallow water) son mayores al 45% por la poca consolidación. Los sedimentos a profundidades mayores de 1000 m, se consideran sedimentos litificados, es decir, casi siempre con buena compactación y cementación (dureza), ya que los sedimentos son depositados lentamente transformándose en rocas estables. El efecto de la presión de sobrecarga y de la circulación de fluidos, permite mantener el

comportamiento normal del gradiente de presión a estas profundidades. Por lo que las profundidades menores de 1000 m son consideradas de alto potencial de riesgo para el fenómeno de shallow water flow.

Si durante la perforación la broca penetra una zona sobrepresionada, se libera agua que intenta fluir a la superficie, las tasas de flujo de agua pueden variar desde muy bajas (cerca de los niveles de detectabilidad) hasta varios cientos de litros por minuto, y con frecuencia pueden contener cantidades significativas de arena, generando gran riesgo si el conjunto de preventoras no ha sido instalado.

3.2.2 RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS SOMEROS

Los riesgos geológicos relacionados con los aspectos someros incluyen problemas presentados por la presencia de hidratos de gas, flujos someros de gas y agua, y domos salinos; estos riesgos pueden ocasionar problemas en el desarrollo de las operaciones de perforación en aguas profundas.

❖ RIESGOS ASOCIADOS A LOS HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas constituyen un motivo clave de preocupación para los operadores que perforan en aguas profundas.

Una de las mayores preocupaciones al perforar en aguas profundas, es la presencia de hidratos de gas sólidos formados naturalmente, esto puede acarrear problemas de control en el pozo, en particular si grandes cantidades de hidratos entran en el hueco y se despresurizan; durante las situaciones de control de pozo, los hidratos pueden taponar los risers, las líneas de BOP y las líneas de estrangular y matar, afectando el control eficaz del pozo. Aunque los casos reportados de hidratos de gas sean pocos, el riesgo de perder la capacidad de operar correctamente el equipo de BOP siempre está presente. Por este motivo, todos los sistemas de lodo de aguas profundas deben ser formulados para eliminar la formación de hidratos de gas.

Otros de los riesgos más frecuentes relacionados con la presencia de hidratos de gas son:

- Disminución de la fuerza de cizallamiento y como consecuencia la inestabilidad del talud.
- Restricciones al flujo de petróleo y gas.
- Activa movimientos submarinos que pueden ser el principio de la formación de Tsunamis y pérdida de integridad y estabilidad de los equipos en el fondo oceánico.
- Corrosión y disolución de materiales por hidratos de CO₂ o H₂S.
- Problemas ambientales asociados a la liberación del gas durante la disociación, ya que éste contribuye al calentamiento global.
- Disociación por aumento en temperatura o disminución de presión en las zonas de estabilidad de hidratos.
- Pérdida de flotabilidad en los buques cuando se libera gran cantidad de metano por disociación de hidratos, que provoca una disminución en la densidad del agua de mar.
- Reventones por despresurización o calentamiento de mantos de hidratos sobrepresionados por la circulación de fluidos calientes dentro del pozo.
- Formación de hidratos en el pozo por la alta presión hidrostática que se maneja a grandes profundidades y la presencia de gas.

❖ **RIESGOS ASOCIADOS A LOS DOMOS SALINOS.** [38]

La perforación de los domos salinos es altamente riesgosa si los sedimentos suprayacentes ofrecen poca resistencia a la migración de la sal, como ocurre en el Golfo de México, la sal se eleva. Este movimiento genera una zona de roca fragmentada, difícil de modelar, en la base y los flancos de la estructura salina.

Debido a que las presiones de poro, los gradientes de fractura, y la existencia y el alcance de las fracturas naturales son difíciles de pronosticar, el control de pozos es altamente problemático cuando se sale de la base de la estructura salina.

La penetración de la sal con un pozo también plantea un desafío único. Bajo condiciones de esfuerzo constante y sostenido, la sal se deforma significativamente en función del tiempo, de las condiciones de carga y de sus propiedades físicas.

Este fenómeno, conocido como escurrimiento, permite que la sal fluya hacia el interior del pozo para reemplazar el volumen removido por la barrena de perforación. Especialmente a temperaturas elevadas, esta invasión puede ocurrir con la rapidez suficiente como para causar el atascamiento de la columna de perforación, obligando finalmente al operador a abandonar el pozo o desviarlo.

Otra consideración para los ingenieros, es que los niveles de impacto y vibración propios del ambiente de perforación de fondo de pozo pueden volverse agudos durante la penetración de secciones salinas. Esto puede atribuirse a la deficiencia de la selección de las herramientas y del diseño del arreglo de fondo (BHA), al diseño inapropiado del fluido de perforación, a la presencia de intervalos salinos delgados o laminados, al proceso de escurrimiento de la sal, y a la existencia de parámetros de perforación menos que óptimos, tales como el peso sobre la barrena (WOB) o la velocidad de rotación.

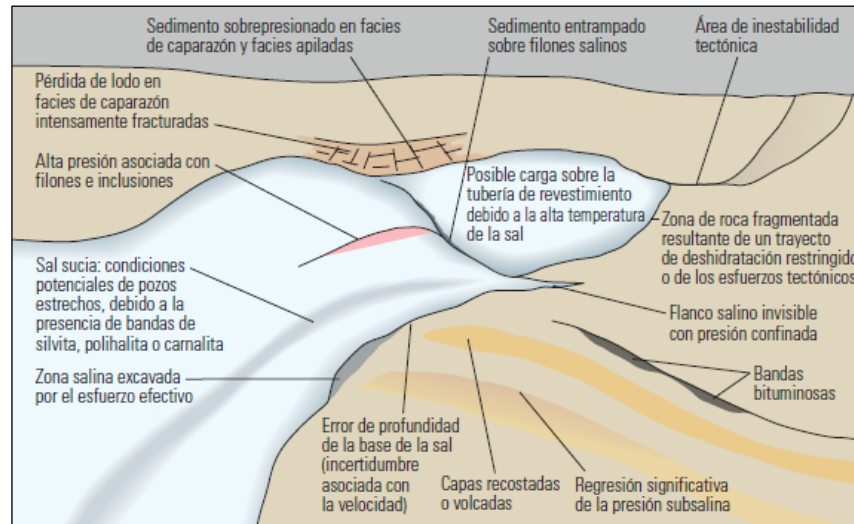
Por otro lado, si bien la sal es más dura que la mayoría de las formaciones y, por consiguiente, más difícil de perforar, sus características singulares como roca ofrecen ciertas ventajas para los perforadores. Por ejemplo, las sales poseen comúnmente un gradiente de fractura alto que permite perforar tramos de pozo más largos entre las profundidades de entubación. Su baja permeabilidad, además de constituir un mecanismo confiable de entrapamiento de hidrocarburos, elimina virtualmente los problemas usuales de control de pozo que surgen durante la perforación de formaciones más permeables.

Otro de los problemas más críticos encontrados a la hora de perforar yacimientos alojados debajo de estructuras salinas, caben destacar la localización y el ángulo de salida del pozo.

“En el Golfo de México, los ingenieros de perforación prefieren salir de la sal donde el contacto existente entre la base de la sal y los sedimentos subyacentes posee un echado (buzamiento) bajo, porque la zona de roca fragmentada tiende a ser más estable allí que en los flancos de inclinación pronunciada. Cuando eso no es posible, al menos se esfuerzan para mantener el ángulo del pozo en menos de 30° respecto de la base. No obstante, el logro de estos objetivos de perforación a menudo es problemático porque la base de la estructura salina puede ser difícil de modelar.” [38]

Para extraer el máximo provecho de estas ventajas (Figura 50), minimizando al mismo tiempo los inconvenientes propios de la sal, los ingenieros de perforación han recurrido a una combinación de herramientas existentes. Las barrenas compactas de un compuesto policristalino de diamante (PDC), los ensanchadores concéntricos y los sistemas rotativos direccionales (RSS), originariamente implementados en conjunto con el objetivo de ser utilizados en los pozos de alcance extendido, han sido adaptados para satisfacer las necesidades específicas de las operaciones de perforación y direccionamiento a través de estructuras salinas macizas.

Figura 50. Riesgos asociados a la perforación de domos salinos y sus formaciones adyacentes.



Tomado de: ALBURTO, M., CLYDE, M., y OTROS. Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas. Oilfield Review. SCHLUMBERGER 2000.

❖ RIESGOS ASOCIADOS A EL FLUJO DE GAS SOMERO [22]

Los flujos de gas someros (SGF) son los principales causantes de reventones durante las operaciones de perforación, debido a que cuando se perfora una arena sobrepresionada se puede presentar un flujo incontrolado de gas hacia el pozo y la superficie, ocasionando grandes daños como pérdida parcial o total de la plataforma y en muchas ocasiones la muerte de los trabajadores, cuando este flujo de gas no se puede controlar rápidamente.

Gracias al estudio que se ha desarrollado en torno a los riesgos asociados a los flujos someros, en la actualidad son controlados casi en su totalidad. Pero en el pasado fueron causa de muchos problemas y un ejemplo de reventón por causa de estos flujos ocurrió el 30 de junio de 1964 en el bloque 273 cerca a la isla Eugene, en el Golfo de México a 80 millas de la costa de Luisiana el taladro de perforación C.P. Baker Drilling Barge una barcaza tipo catamarán de 260 pies de largo, 126 pies de ancho que se componía de dos cascos de tipo YF marino que

se unían con un marco de acero, operada por Pan American Petroleum Corporation sufrió un reventón que provocó una explosión de gas y agua sobre y alrededor del barco, mientras se perforaba un nuevo pozo.

De las 43 personas a bordo muchos saltaron al mar para salvarse; pero 8 miembros murieron en la explosión, 13 desaparecieron y se presumían muertos y uno murió en un barco de rescate dejando un saldo de 22 personas muertas en total y 22 heridos.

Las causas del reventón no son claras, se consideró que fue producto de la perforación de una bolsa de gas somero a alta presión, el cual no se había identificado en los estudios geológicos previos a la perforación; además las BOP's no habían sido instaladas dejando la embarcación sin ninguna posibilidad de cerrar el pozo. La fuente de la chispa no se identificó pero lo más probable es que haya sido ocasionada por los gases de escape del motor diesel.

Después de este accidente se desarrollaron embarcaciones de supervivencia con motores de propulsión totalmente cerrados en las plataformas que proporcionaran un medio de evacuación rápido, además que aumentaran la protección contra el fuego y el calor durante el reventón.

❖ **RIESGOS ASOCIADOS A LOS FLUJOS DE AGUA SOMERA [39]**

La presencia de shallow water flow es una amenaza para la perforación offshore, por lo que es primordial identificarlos para reducir riesgos en las operaciones. Los mayores peligros se dan en aguas profundas por las mayores presiones que se encuentran en las formaciones someras.

Algunos de los problemas que se presentan durante la perforación ocasionados por los SWF son: Colapso de tubería, flujo de arena-agua por la tubería, blowouts, derrumbes del pozo, flujo cruzado, canalización, pérdida del pozo y erosión del hueco.

El flujo de agua puede contener gas y puede desarrollar hidratos de gas, sólidos en los equipos instalados en el fondo del mar y alrededor de los mismos. Si no se controla, puede provocar el derrumbe de la formación y si fuera muy severo, podría provocar la pérdida del pozo. Los agrandamientos del pozo pueden debilitar el revestidor o tubería de conducción, que constituye el principal soporte estructural del pozo.

A partir de 1987, se han registrado flujos peligrosos de agua en 60 bloques de parcelas en el Golfo de México, que comprenden 45 campos de petróleo y gas. Se trata de formaciones con presiones anómalas que, por lo general, están constituidas por arenas atrapadas en bloques de fallas que sufren rápidos procesos de hundimiento y rotación o en canales retrabajados y sellados por arcillas impermeables.

Los flujos de agua se han encontrado entre 244 y 1680 m [800 a 5500 pies] de profundidad por debajo del lecho marino.

En áreas como el Golfo de México, los peligros relacionados con el flujo de fluidos provenientes de zonas someras dificultan la construcción de los pozos. Estas zonas que se encuentran por debajo del lecho marino son capaces de producir agua y cuando se las atraviesa con una broca de perforación pueden provocar graves problemas de inestabilidad del hueco.

“La industria petrolera invierte un promedio de 1,6 millones de dólares en cada pozo de aguas profundas para la prevención o corrección de los problemas relacionados con los influjos de zonas someras. Para ello se utiliza una combinación de diversas técnicas: adquisición de mediciones durante la perforación, colocación de un revestidor adicional, perforación de hoyos pilotos, utilización de un tubo ascendente y bombeado de cementos especiales. Las mediciones realizadas durante la perforación que, por cierto, constituyen el método menos costoso, permiten identificar las zonas con influjo de agua apenas se encuentran.” [39]

La Tabla 9 resume los riesgos y su impacto en las operaciones de perforación de pozos costa afuera, relacionados con los aspectos someros.

Tabla 9. Riesgos asociados a los aspectos someros

| ASPECTOS SOMEROS | | |
|-----------------------------------|-------------------------------------|--|
| ASPECTO | RIESGO | IMPACTO |
| Domos Salinos | Presencia de domos salinos | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Problemas con el control de pozos ▪ Flujo de sal al interior del pozo ▪ Niveles de impacto y vibración agudos en la sarta de perforación ▪ Atascamiento de la broca |
| Hidratos de Gas | Presencia de hidratos de gas | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Taponamiento de los risers, las líneas de BOP y las líneas de estrangular y matar. ▪ Descontrol y/o pérdida del pozo. ▪ Inestabilidad del talud. ▪ Reventones por despresurización o calentamiento de hidratos. ▪ Disminución de la fuerza de cizallamiento ▪ Activación de movimientos submarinos. |
| Flujo somero de Gas (SGF) | Presencia de flujos someros de gas | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reventones durante las operaciones de perforación ▪ Daños como pérdida parcial o total de la plataforma. |
| Flujo somero de Agua (SWF) | Presencia de flujos someros de agua | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Formación de hidratos ▪ Colapso de la tubería ▪ Flujo de arena y agua por la tubería ▪ Derrumbe del pozo ▪ Erosión del hueco |

3.3 ASPECTOS DEL SUELO MARINO

3.3.1 SUELO MARINO. [29]

El suelo marino es influenciado y convertido en agente transformador, los movimientos del suelo en este ambiente pueden ser clasificados por su morfología

común, las causas, características o mecanismos que generan el movimiento, los modos de falla, tipos de suelo, geometría de taludes entre otros.

Sin embargo, cualquier método que se utilice para agruparlos debe obedecer a un propósito definido, en este caso, a la prevención o solución de problemas de estabilidad de las estructuras instaladas en él. Los mecanismos de ruptura o falla de suelos marinos se explican en términos de: aumento excesivo de las presiones de poro, generación y expulsión de gases, velocidad del agua mayor o igual a la velocidad de arrastre de partículas, gravedad y aumento en el momento actuante sobre taludes.

Las causas de activación de estos movimientos pueden ser oleaje severo, sismos, explosiones, corrientes marinas, alteración del equilibrio suelo-gas-agua, erosión, sobrepeso en taludes y actividades humanas en el sitio. La creación de una base de datos con casos bien documentados de movimientos del suelo marino, permitirá verificar y calibrar modelos para prevenir o controlar estos movimientos, limitando así los posibles riesgos a los que se verá expuesta la estructura y los equipos que estén en ella.

3.3.1.1 VENTANAS DE GAS (GAS VENTS). [22]

Las ventanas de gas se relacionan con los sistemas de ríos que terminan en los deltas, ya que estos transportan material orgánico que previamente se deposita en el océano en capas poco profundas del lecho marino. Éste material por medio de procesos biogénicos, debido al gran contenido de nutrientes presente en la materia orgánica, que las bacterias descomponen y maduran, se transforma en hidrocarburos; siendo el metano el principal componente de las ventanas de gas.

Las cuencas formadas por estos eventos contienen gas, agua e hidrocarburos líquidos, que dan paso a las bolsas de gas y de agua someras (shallow gas y

shallow water), que se consideran como riesgos al momento de las operaciones de perforación en aguas profundas.

La salida de los gases a capas más someras e incluso a la superficie del lecho marino, se da por la diferencia de densidades y presión, pero esta migración se ve afectada por la permeabilidad de las formaciones que debe atravesar, además esta liberación de gas se puede presentar por las características estructurales y geológicas presentes en el lecho marino, como las fallas activas y zonas fracturadas asociadas a capas de sal y/o diapiros de lodo. Por lo general el gas busca alcanzar las zonas de estabilidad de hidratos por las condiciones de presión y temperatura presentes en estos lugares. (Figura 51)

Figura 51. Salida incontrolada de gas por medio de una falla



Tomado de: STROUT, J.Excess Pore Pressure Measurement and Monitoring for Offshore Instability Problems, 2007.

3.3.1.2 VOLCANES DE LODO. [17]

Su origen no está relacionado con las verdaderas formaciones volcánicas, es decir con los procesos ígneos. Las temperaturas que soportan esta actividad son mucho

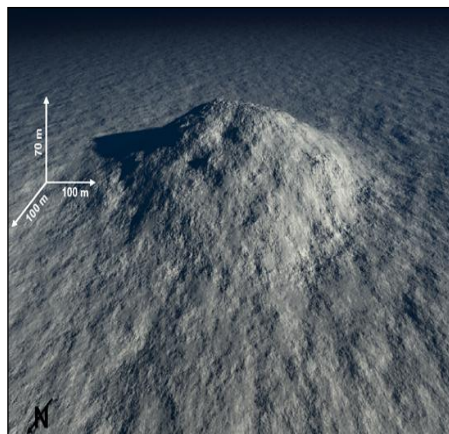
más frías que la de los procesos ígneos. Se deben a emanaciones de gas por la presencia de yacimientos de petróleo. (Figura 52)

El ascenso de gases emanados de depósitos de petróleos a menudo poco profundos eleva una arcilla sumamente hidratada la cual llega a formar superficies fangosas. Los gases emitidos en los volcanes de lodo están formados principalmente por hidrocarburos gaseosos como metano y otros tipos de gases como anhídrido carbónico, así como gases sulfúricos en menor proporción. La arcilla hidratada, también presenta grandes contenidos de sal.

En el proceso de ascenso puede presentarse un sello, debido a una capa de material difícil de remover o de atravesar. Cuando esto sucede, y por las presiones de los hidrocarburos, se generan estructuras sobrepresionadas, hasta el punto de presentarse explosiones fuertes.

Estos sistemas se convierten en un problema para las operaciones de perforación, debido a que provocan los deslizamientos de material, la inestabilidad del suelo marino, la inestabilidad de los hidratos, y a su vez, generan olas que posteriormente se pueden transformar en tsunamis.

Figura 52. Volcán de lodo



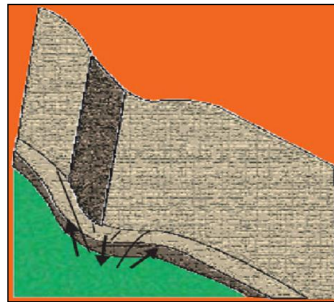
Tomado de: PARRA, J. Experiencias en Exploración Geotécnica Costa Afuera en Venezuela.

3.3.1.3 COLAPSO DEL SUELO MARINO, SIN TRANSPORTE. [40]

Las características que se pueden presentar en este tipo de suelos son granulares uniformes en estado suelto, o no compactos, limos gruesos no plásticos y no consolidados. La presencia de gas intersticial y una baja resistencia al corte. Usualmente se ha presentado en pendientes de taludes que están entre los $0,1^\circ$ y $0,25^\circ$. (Figura 53)

Puede presentarse un arreglo estructura de capas superficiales a una forma más estable debido a un incremento en la presión, posiblemente influenciada por la presencia de gas. Las posibles causas de la activación son: oleaje asociado a tormentas, temblores de tierra, la gravedad y las mareas altas.

Figura 53. Esquema colapso de suelo marino

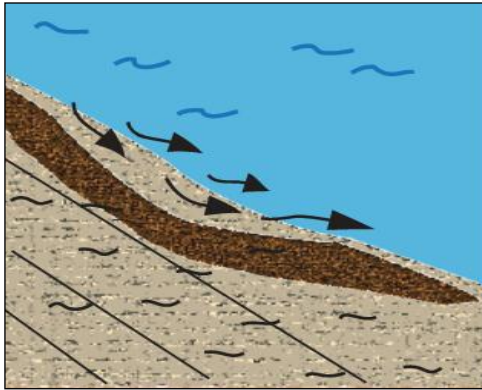


Tomado de: DIAZ.L., GARIBAY, V., y LEYTE, F. Catalogo de movimientos del suelo en el fondo marino. Petroquimex. 2010

3.3.1.4 MIGRACIÓN DE SUELOS. [40]

El suelo presente en este tipo de evento presenta depósitos finos y granulares de sedimento. El material es de origen pelágico. El mecanismo de falla que puede presentarse es que la velocidad del agua iguale o rebose la velocidad de arrastre de las partículas. Las causas probables de falla pueden ser corrientes fuertes debido a mareas, tormentas, turbidez en el agua y corrientes litorales. (Figura 54)

Figura 54. Esquema migración de finos



Tomado de: DIAZ.L., GARIBAY, V., y LEYTE, F. Catalogo de movimientos del suelo en el fondo marino. Petroquimex. 2010

3.3.1.5 DESLIZAMIENTO ROTACIONAL DE BLOQUES DE SEDIMENTOS, TALUD ABAJO. [40]

Los depósitos son finos de consistencia blanda que normalmente se encuentran consolidados. Puede haber un aumento del momento o torque actuante sobre el talud. Un aumento rápido del peso sobre la parte alta del talud, el cual es típico en depósitos deltaicos, genera un deslizamiento de este tipo. (Figura 55)

Figura 55. Esquema deslizamiento rotacional de bloques de sedimento



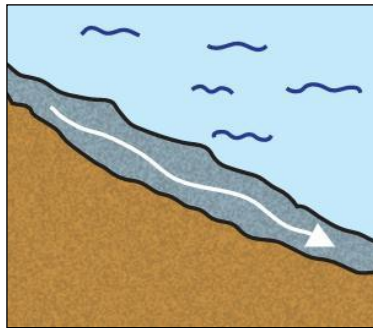
Tomado de: DIAZ.L., GARIBAY, V., y LEYTE, F. Catalogo de movimientos del suelo en el fondo marino. Petroquimex. 2010

3.3.1.6 TRASLACIÓN DE SEDIMENTOS. [40]

Los depósitos son finos de consistencia blanda, que no se encuentran consolidados. Se puede presentar un alto contenido de gas en los poros de los sedimentos y una baja resistencia al esfuerzo cortante debido a su consistencia.

El suelo puede presentar baja capacidad de carga y puede haber un aumento en la presión de poro asociado a la existencia de gases. La causa puede ser fluidificación debido a la alteración del equilibrio del sistema suelo-agua-gas, por sobrecarga. (Figura 56)

Figura 56. Esquema traslación de sedimentos



Tomado de: DIAZ.L., GARIBAY, V., y LEYTE, F. Catalogo de movimientos del suelo en el fondo marino. Petroquimex. 2010

3.3.2 RIESGOS ASOCIADOS AL SUELO MARINO

❖ INESTABILIDAD DEL POZO [39]

Uno de los desafíos más importantes con respecto a la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas consiste en perforar un hueco estable; en muchas partes del mundo, la inestabilidad del fondo marino puede ser ocasionada por presencia de fenómenos como volcanes de lodo, colapso del suelo marino, migración de suelos, deslizamientos, entre otros, generando un problema para el

posicionamiento de plataformas y migración de finos hacia el pozo generando problemas en las operaciones y en los equipos; por esta razón la selección del equipo de perforación se verá influenciada en algunas zonas por las condiciones del fondo marino.

En las cuencas sedimentarias jóvenes que presentan altas tasas de deposición, como en el Golfo de México y partes de las zonas marinas de Brasil y África Occidental, los sedimentos pueden resultar subcompactados durante el enterramiento.

Puede ocurrir que las presiones de poro sean elevadas y que los gradientes de fractura sean bajos en comparación con los de los pozos terrestres en las mismas profundidades, y que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura sea reducida. Para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados respecto de la presión de poro y del gradiente de fractura, ya que para perforar un hueco hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro. En algunos proyectos, se necesita un número determinado de sartas de revestimiento para controlar los sedimentos someros y no consolidados, así como las zonas de transición más profundas en las que no se puede llegar hasta el yacimiento. O bien, si se lo alcanza, el diámetro de la tubería de producción que se podrá colocar dentro del revestidor final es tan pequeño que el proyecto se vuelve antieconómico, ya que las tasas de flujo se ven restringidas.

La Tabla 10 resume los riesgos y su impacto en las operaciones de perforación de pozos costa afuera, relacionados con los aspectos asociados al suelo marino.

Tabla 10. Riesgos asociados a el suelo marino

| SUELO MARINO | | |
|---|---|---|
| ASPECTO | RIESGO | IMPACTO |
| Ventanas de gas Volcanes de lodo Colapso del suelo marino Deslizamientos | Presencia de: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ventanas de gas ▪ Volcanes de lodo ▪ Colapso del suelo marino ▪ Deslizamientos | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inestabilidad del pozo ▪ Inestabilidad de la plataforma y de los equipos. (superficie y fondo) |

4 ASPECTOS GEOMECÁNICOS DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS

Al planificar las operación de exploración y perforación, optimizar los planes de desarrollo de campo y encontrar soluciones para diagnosticar futuros problemas, es de vital importancia relacionar el comportamiento de la formación, bajo los cambios de esfuerzo producto de la operación de perforación que allí se va a realizar, esto se logra con el uso de la geomecánica, ya que esta permite diagnosticar, modelar y controlar la deformación de las rocas, contribuyendo a mitigar factores de riesgo operativo, porque cuantifica como la roca responde a excavaciones, esfuerzos, flujo, cambios de presión y temperatura.

Se debe tener en cuenta que cada material geológico que se va a estudiar, posee características particulares y por tanto los problemas a los que se van a presentar también serán específicos. [41]

❖ GEOMECÁNICA DURANTE LA PERFORACIÓN. [42]

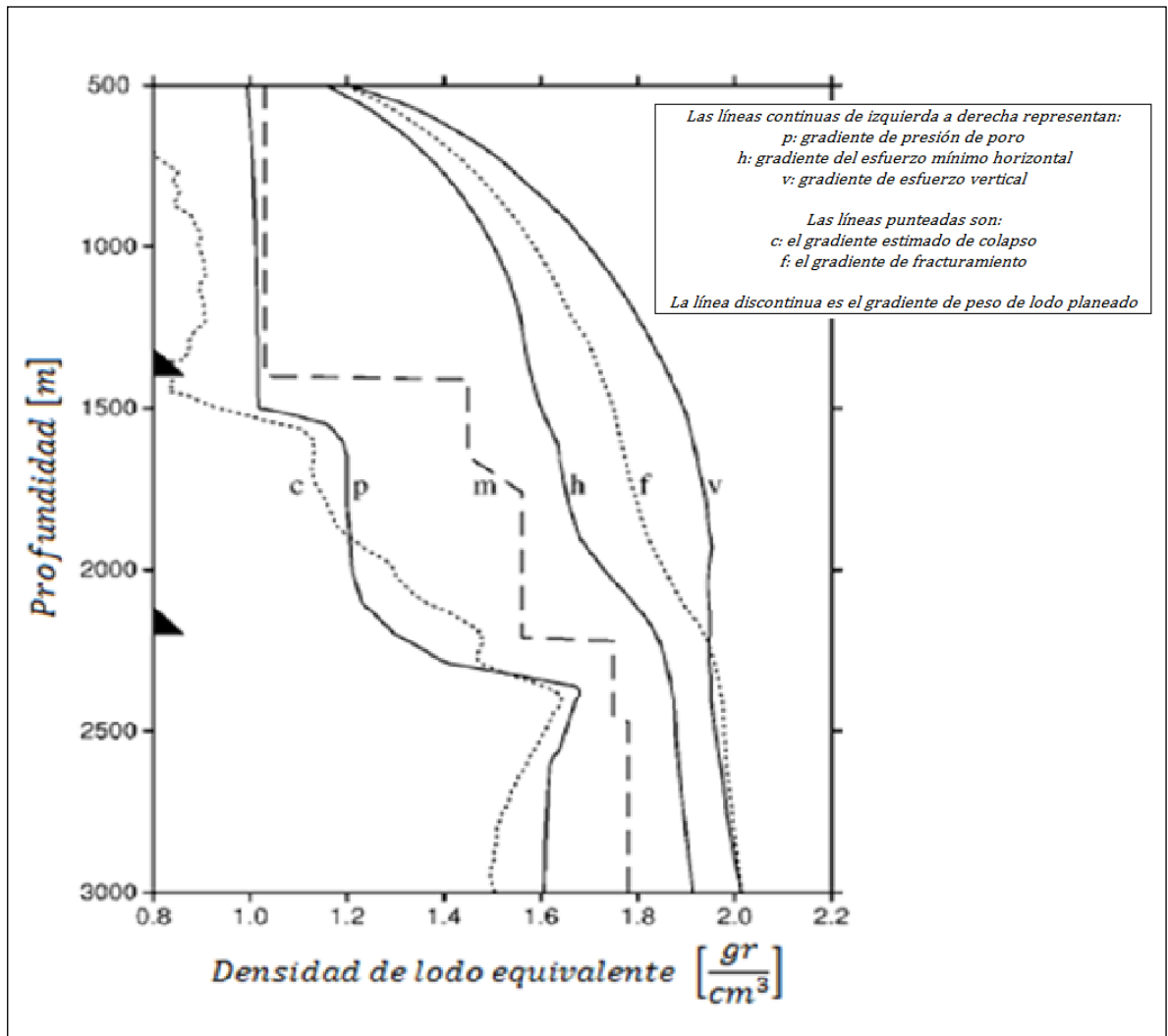
El uso de la geomecánica durante la perforación ayuda a elegir los puntos de ubicación del revestimiento, definir la trayectoria apropiada del pozo, y como fin

último la construcción de la ventana segura de lodo; esta es una representación gráfica de los valores mínimos del peso de lodo permitido para prevenir el colapso del pozo o el influjo de fluidos y los valores máximos del peso permitido para evitar pérdidas de fluidos hacia la formación.

La geomecánica se convierte en una herramienta útil para evaluar, analizar costos y minimizar el impacto de los problemas de estabilidad en el pozo, para tal fin, se crea un modelo mecánico del suelo, teniendo en cuenta las propiedades mineralógicas de la formación, la estratigrafía mecánica, la presión de poro, los regímenes de esfuerzos, la magnitud y dirección de los esfuerzos principales, los mecanismos de falla, los parámetros elásticos y de resistencia de la roca y la historia de perforación de los pozos vecinos o análogos, proporcionando soluciones en tiempo real a los problemas se puedan presentar durante la perforación.

La Figura 57 muestra un ejemplo de la ventana de estabilidad estimada en la plataforma continental Noruega y la profundidad del agua es de 370 m es decir en aguas someras.

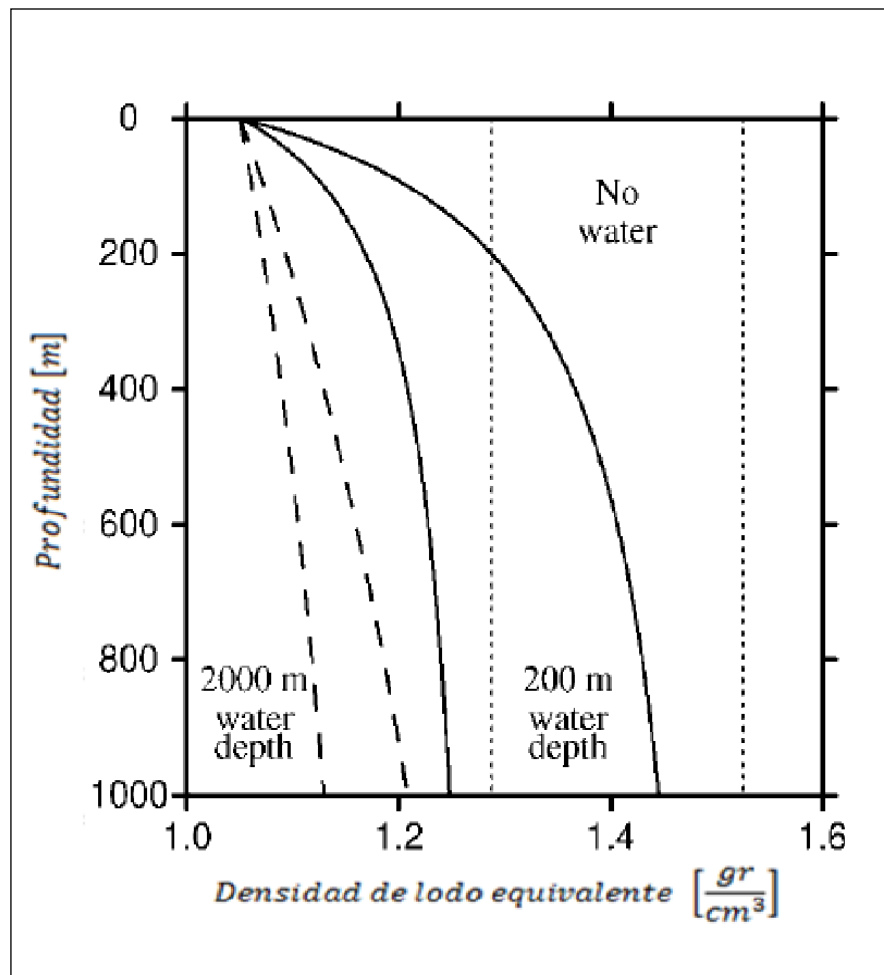
Figura 57. Ventana Segura de Lodo



Tomado de: FJAER, Erling. Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition. Hungary, 1998.

La Figura 58 muestra la variación de la ventana de lodo con respecto a la columna de agua que se está perforando.

Figura 58. Variación de la ventana de lodo con la profundidad



Tomado de: FJAER, Erling. Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition. Hungary, 1998.

Al perforar en columnas de agua de mayor profundidad la ventana segura de lodo se hace más estrecha, se dificulta el control de los pozos, los costos se elevan y las consecuencias de la inestabilidad son mucho más graves, dificultando así la operación de perforación.

Una posible solución a estos problemas es la perforación de doble gradiente o perforación de doble densidad. La idea básica es usar sólo agua de mar por encima del fondo marino, y el lodo más pesado desde el fondo del mar y hacia abajo en las formaciones. Con este sistema se optimiza el uso de las presiones

hidrostáticas del lodo de perforación por arriba de la cabeza del pozo y aquella que se genera desde este punto hasta el fondo del agujero. El éxito del sistema de perforación Doble Gradiente depende de las características operacionales del mismo.

4.1 PEGAS DE TUBERÍA. [43]

Las causas que originan la pega de tubería son numerosas, algunas ocurren regularmente otras suelen ser específicas de ciertas áreas. Los tres mecanismos que producen los problemas de empaquetamiento son la pega diferencial, el empaquetamiento del hueco y la geometría del hueco, siendo este último el más frecuente.

En este documento solo se estudiarán los mecanismos de pega diferencial y empaquetamiento del hueco, debido a que estos tipos son los relacionados con la geomecánica del hueco.

4.1.1 MECANISMOS DE PEGAS DE TUBERÍA

4.1.1.1 PEGAS DIFERENCIALES (Differential Sticking) [44]

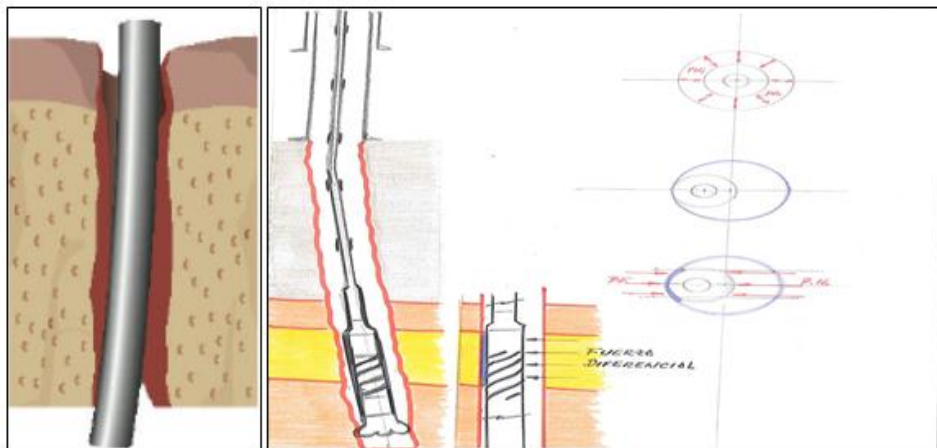
Se presenta cuando la presión diferencial o presión de sobre balance actúa sobre la sarta de perforación, y preferencialmente sobre los elementos de mayor diámetro del BHA (arreglo del fondo de pozo), estando quieta o estacionaria especialmente al colocarla en cuñas para hacer conexiones. (Figura 59)

Al entrar en contacto la tubería con la retorta formada en la cara del hueco, genera una sección circular de baja presión, y un área de pega longitudinal sobre la que actúa la fuerza diferencial, generando grandes cargas y dificultad para tratar de moverse hacia arriba o hacia abajo o al querer rotar, pero la circulación se mantiene plena. (Figura 60)

Por correlaciones y predicciones se pueden advertir riesgos al perforar zonas de alta permeabilidad o de baja presión, debiendo tomar medidas preventivas, limitando el peso del lodo al máximo posible para mantener el control de presiones del pozo, controlar sus propiedades y uso de aditivos para sellar, minimizando pérdidas, y buenas características de la retorta, minimizar la longitud del BHA combinando tamaños de botellas y el uso de botellas tipo espiral para disminuir el área de contacto.

Para despegar se recomienda trabajar inmediatamente la sarta con torque controlado, martillando preferiblemente hacia abajo, si no hay éxito a este manejo inicial, disminuir controladamente el peso del lodo, o balancear píldora con diesel o material surfactante, dejando en remojo por un tiempo para continuar con el trabajo de la sarta.

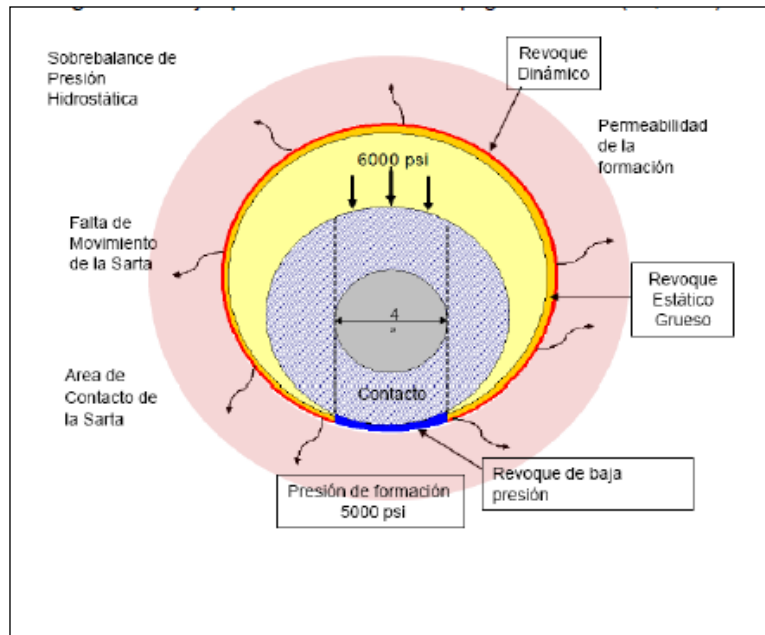
Figura 59. Esquema Pega Diferencial



Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997 & SERRANO, Marco A. Prevención de Incidentes de Pesca y Herramientas de Pesca. PM&F Fishing Oil Services S.A. 2012

(Internet:http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

Figura 60. Ejemplo Condiciones de una pega diferencial



Tomado de: ANGEL, Jhon. Metodología para Identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros. Universidad Nacional de Colombia. Tesis de Grado. 2012

4.1.1.2 EMPAQUETAMIENTOS INDUCIDOS POR SÓLIDOS. [45]

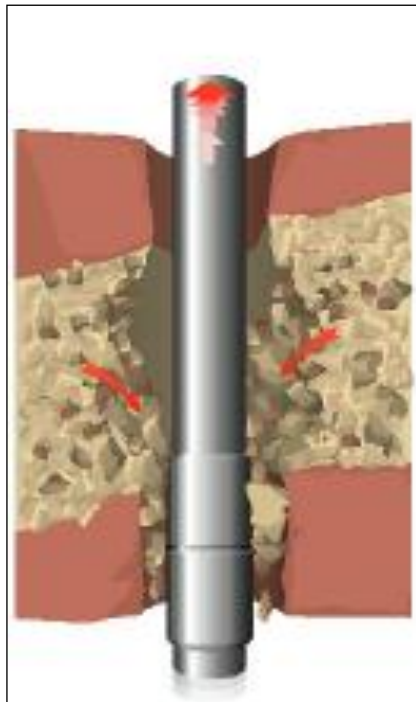
Este tipo de pega está relacionado a partículas sólidas en el hueco. La circulación puede presentar restricciones parciales o totales y la limpieza del hueco puede ser inadecuada. Dentro de las pegas o empaquetamientos inducidos por sólidos tenemos:

4.1.1.2.1 Formaciones o zonas no consolidadas (Unconsolidated formations). [44]

Se caracterizan por ser rocas sin material cementante (arena o gravilla), al ser perforadas y dada su alta permeabilidad se presentan pérdidas de lodo, al dejar la sarta en cuñas para hacer conexiones, se presenta sobretensión por relleno del

huevo y suaveo (swabbing) al sacar tubería por efecto del pistón formado por el material caído sobre la broca o los estabilizadores. (Figura 61)

Figura 61. Esquema Formaciones no consolidadas



Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.1.1.2 Formaciones o zonas móviles (Mobile formations). [44]

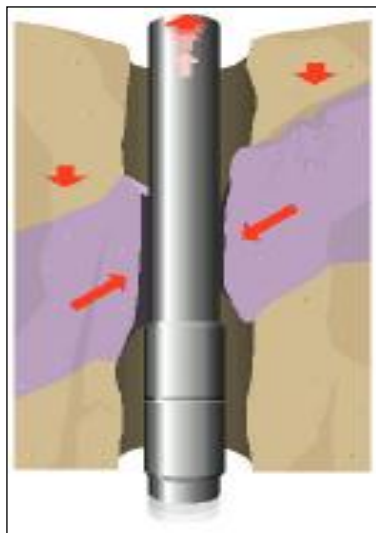
Se presenta generalmente al perforar domos salinos, o lutitas plásticas, por sobrecargas que produce el peso de las rocas y los fluidos de formación. Se detecta por sobretensiones al sacar tubería, o por asentamiento de peso al pasar por este tipo de formaciones viajando a fondo y especialmente si se ha permanecido mucho tiempo con la tubería fuera.

La pega se presenta normalmente al salir o durante la perforación, atascando la sarta, y restringiendo parcial o totalmente la circulación, o de manera gradual hasta llegar a ser completamente restringida (Figura 62).

Preventivamente si se tienen indicios o antecedentes de este tipo de incidente, se debe seleccionar un sistema adecuado de lodo, con propiedades químicas y peso ajustado a las condiciones del hueco, programar viajes de limpieza y rimado, considerar el uso de brocas excéntricas para mantener un hueco ampliado, y minimizar el tiempo de exposición o añejamiento del hueco.

Si la tubería se pega, se recomienda trabajar con martillo hacia abajo si se estaba saliendo, o hacia arriba si se estaba entrando al hueco, hasta lograr despegar y mover la sarta, colocar agua fresca si hay sal, e incrementar el peso del lodo a los máximos niveles permisibles sin perder el control del pozo.

Figura 62. Esquema Formaciones Móviles



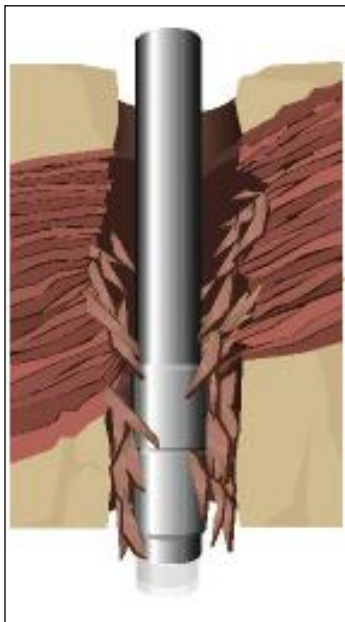
Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.1.1.2.3 Formaciones o zonas falladas y fracturadas (Fractures & Faulted formations). [44]

Característico de limolitas, lutitas y zonas de falla. Un adecuado fluido de perforación que suministre una adecuada retorta, previene la invasión y colapso de las rocas fracturadas, que caen al hueco y atascan la sarta o elementos del BHA. (Figura 63)

Se detecta durante la perforación por incremento en el arrastre y presencia de torque errático, así como presencia de fragmentos de roca en forma de bloques y cortes con caras angulares. Al hacer el plan de trabajo, la predicción de problemas al perforar este tipo de formaciones es fundamental para mantenerse alerta y hacer seguimiento a los parámetros de perforación y a las características de los cortes.

Figura 63. Esquema Formaciones Fracturadas o Zonas falladas



Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.1.1.2.4 Colapso de Arcillas naturalmente sobrepresionadas (Naturally Over-Pressured Shale Collapse). [46]

Una arcilla naturalmente sobrepresionada es aquella con una presión de poros mayor que el gradiente normal de presión hidrostática. Son causadas por fenómenos geológicos como la baja compactación, meteorización y elevación. Al utilizar un peso de lodo insuficiente en este tipo de formaciones se favorece que el

hueco se vuelva inestable y que finalmente colapse, lo que generará una pega de tubería. (

Figura 64).

Figura 64. Esquema Arcillas Sobrepresionadas



Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.1.1.2.5 Colapso de Lutitas por sobrepresión inducida(Induced Over-Pressured Shale Collapse). [44]

Las Lutitas sensibles al agua y al tiempo de remojo, requieren ser perforadas con lodos inhibidos (sales de potasio, sodio, calcio), la inestabilidad normalmente se detecta por la presencia de arcilla húmeda pulposa (gumbo) en los retornos, y cambios en las propiedades del lodo. Adicional a la opción de inhibición se puede adicionar polímeros, minimizar los sólidos de baja gravedad, y minimizar el tiempo de exposición del hueco. (Figura 65)

Figura 65. Esquema Colapso de lutitas por sobrepresión inducida

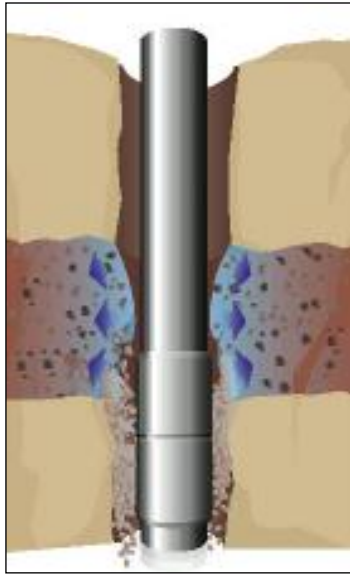


Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.1.1.2.6 Formaciones o zonas reactivas (Reactive Formations). [46]

Cuando una arcilla sensible al agua es perforada con menos inhibidores de los requeridos, esta absorbe el agua y se hincha dentro del pozo. La reacción es dependiente del tiempo, ya que es una reacción química que ocurre con el tiempo. Sin embargo el intervalo de tiempo puede variar de horas a días. (Figura 66)

Figura 66. Esquema Formaciones o zonas reactivas



Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

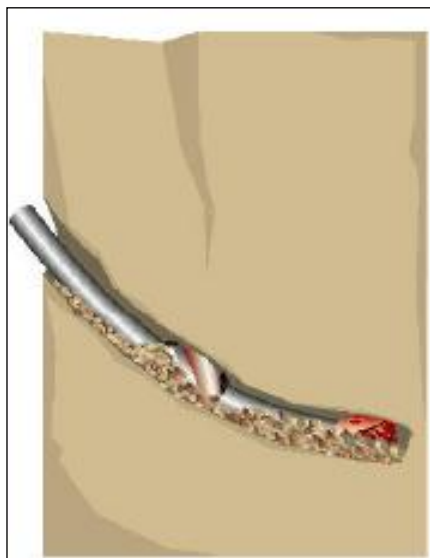
4.1.1.2.7 Pobre Limpieza del hueco. [44]

La limpieza del hueco puede ser deficiente o verse afectada por la rata de penetración, la estabilidad del hueco, la reología del lodo, la velocidad anular, el tiempo de circulación , y el ángulo o inclinación del hueco. (Figura 67)

La rata de penetración y de flujo tienen como base las propiedades del lodo, el tamaño del hueco y su inclinación, así como la profundidad, están fuertemente relacionados, debiendo manejar parámetros normalmente recomendados y ajustados a la geometría del hueco para mantener una buena limpieza, sin generar zonas lavadas. Es recomendable tomar en consideración el mínimo factor de estroque, para calcular los estroques mínimos de circulación requeridos para mantener limpio el hueco, incorporando el tamaño del hueco y la inclinación en cada sección perforada.

Al presentar atascamiento por asentamiento, debe parar la penetración, mantener la sarta en movimiento, y el caudal hasta restablecer condiciones normales de circulación, como recomendación general nunca se debe forzar a salir tensionando, so pena de producir un mayor empaquetamiento por efecto de compresión de los cortes acumulados normalmente sobre el hombro de los tool joints.

Figura 67. Esquema Pobre limpieza del hueco

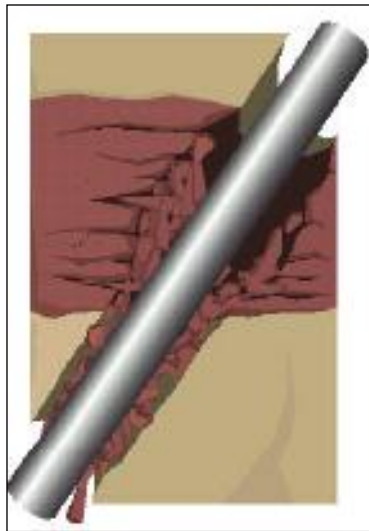


Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.1.1.2.8 Formaciones tectónicamente activas. [46]

Cuando se perforan formaciones sometidas a altos esfuerzos tectónicos y existe una diferencia significativa entre el esfuerzo cercano a la pared del pozo y la presión de equilibrio que provee la densidad del fluido de perforación, puede presentarse inestabilidad de pozo. Si se tienen estas condiciones, la roca alrededor del pozo colapsará dentro del pozo, produciendo derrumbes que pueden atrapar la sarta. (Figura 68)

Figura 68. Esquema Formaciones tectónicamente activas



Tomado de: BOWES, Collin & PROCTER, Ray. Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland. 1997
(Internet: http://www.roughneckcity.com/uploads/Drillers_Stuck_Pipe_Handbook.pdf)

4.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN. [47]

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total del flujo de fluido por el espacio anular comprendido entre la formación y la tubería cuando se bombea fluido en sentido descendente por la columna de perforación o la tubería de revestimiento, generalmente se ve manifestada por una disminución en el nivel del fluido de perforación en los tanques (Figura 69).

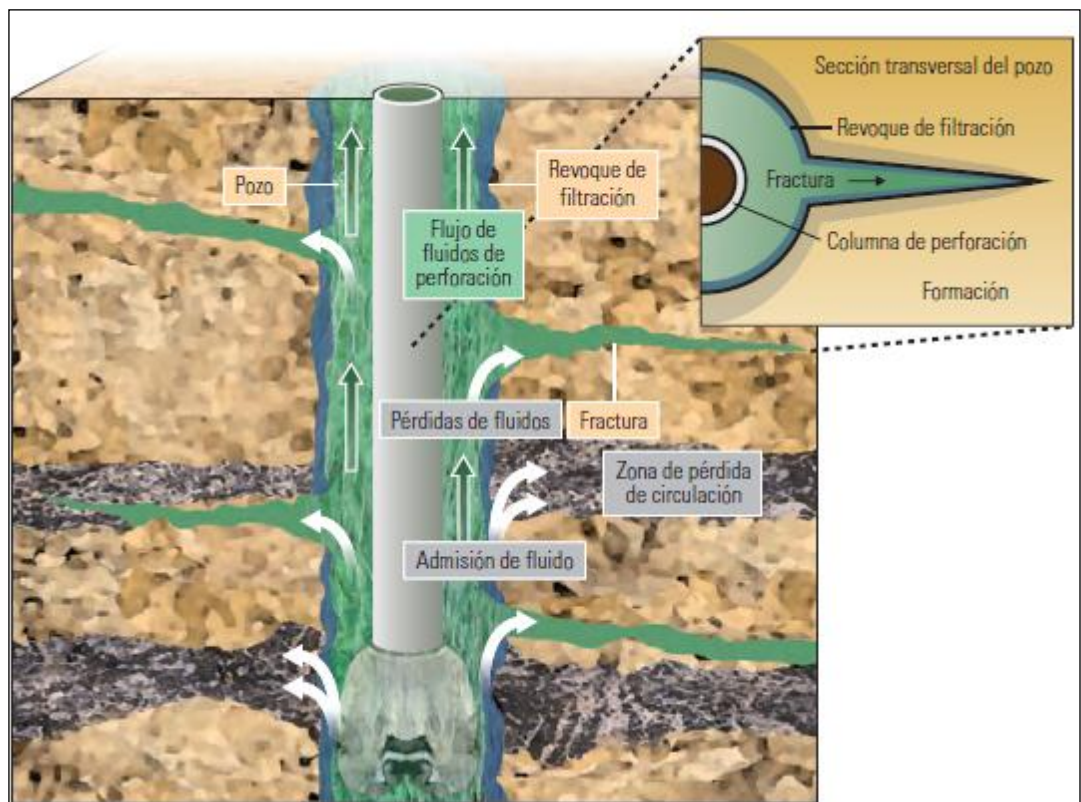
La pérdida de circulación en el hueco está relacionada con las condiciones mecánicas del hueco, la presión que ejerce la columna del fluido perforación y el tipo de formación que se está perforando.

La pérdida puede ser clasificada dependiendo de la cantidad de fluido perdido como filtración, pérdida de retorno parcial y pérdida de circulación total.

❖ **Filtración:** cuando las pérdidas son inferiores a $1.5 \text{ m}^3/\text{h}$ [10 bbl/h].

- ❖ **Pérdidas de retorno parciales:** implican pérdidas de más de 10 bbl/h, pero algo de fluido retorna a la superficie.
- ❖ **Pérdida de circulación total:** no sale ningún fluido del espacio anular. En este caso extremadamente severo, el pozo quizás no retenga una columna de fluido aunque se detengan las bombas de circulación.

Figura 69. Esquema Pérdidas de circulación



Tomado de: COOK, John., GROWCOCK, Fred., GUO, Quan., HODDER, Mike, VAN OORT, Eric. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Oilfield Review. SCHLUMBERGER 2011

4.3 RIESGOS ASOCIADOS A LOS ASPECTOS GEOMECÁNICOS

❖ RIESGOS POR PEGA DE TUBERÍAS. [48] [49]

La pega de tubería es un problema muy frecuente en las operaciones de perforación el cual ocurre cuando la sarta de perforación, el revestidor o una herramienta no puede ser movida hacia adentro o hacia afuera del hoyo una vez insertada en éste y en algunos casos tampoco puede ser rotada.

La gravedad del problema puede variar desde un inconveniente menor a complicaciones mayores que pueden traer resultados considerablemente negativos, como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de los casos de atascamiento de tubería terminan exigiendo la desviación del pozo alrededor de la sección donde se produjo el atascamiento y la perforación de un nuevo intervalo.

El riesgo de presentar una pega de tubería es una de las causas de presentar mayor tiempo de inactividad generando más tiempo durante las operaciones de perforación, junto con costos adicionales.

Para prevenir y corregir los problemas de atascamiento de tubería es necesario conocer las causas que los originan, de manera que puedan ser aplicadas las medidas preventivas y tratamientos apropiados a cada situación en particular, puesto que muchas veces una acción inadecuada pudiese agravar el problema.

Un ejemplo de estos problemas es el pozo Gazelle-P3 en la Costa de Marfil se comenzó a perforar el 12 de marzo 2012 con el equipo de perforación Jack-up Transocean. El pozo es el primero de un programa de perforación de pozos en general, se anticipó que tomaría seis meses para ser completado, junto con las pruebas. El pozo se ha perforado hasta una profundidad de 1070m, en cuyo punto el taladro se atascó. Durante el proceso de tratar de liberar las tuberías de perforación de la formación, se produjeron problemas mecánicos con el equipo de perforación y en la actualidad están siendo rectificadas por el contratista de perforación Transocean. Se estimó que las reparaciones de la plataforma y las

operaciones posteriores para remediar la situación de pega de la tubería tardarían dos semanas para que se reanuden las operaciones normales de perforación.

❖ RIESGOS ASOCIADOS A LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN **[47]**

Durante las operaciones de perforación y cementación la pérdida de circulación es un peligro latente, que se agudiza cuando esta operación se está llevando a cabo en zonas agotadas, en formaciones cavernosas, débiles o naturalmente fracturadas, y en yacimientos de alta permeabilidad.

Aun cuando la densidad del fluido con que se está perforando, se ajuste a los márgenes de seguridad determinados en la ventana de lodo segura y se presenta una pérdida de circulación es necesario parar la operación antes que este fuera de control y se convierta en insegura y poco rentable desde el punto de vista financiero.

En casos extremos, puede producirse la pérdida del control del pozo, con consecuencias catastróficas. Aun en situaciones menos severas de filtración y pérdidas parciales, la pérdida de fluido hacia una formación representa un costo financiero que debe abordar el operador. El impacto de la pérdida de circulación está directamente relacionado con el costo del equipo de perforación, el fluido de perforación y la velocidad de pérdida en función del tiempo. Por otra parte, los elevados costos diarios asociados con el equipo de perforación en aguas profundas y en otras áreas operativas de frontera, hacen que todo tiempo invertido para mitigar problemas de pérdidas de circulación sea extremadamente costoso.

Durante las operaciones de cementación, la pérdida de circulación generalmente se traduce en insuficiente relleno de cemento en el espacio anular, ya sea por fuga durante la etapa de bombeo o por retorno del cemento después de detener las bombas. Cuando esto sucede, el nivel final del cemento se encuentra por debajo

del nivel de colocación planeado. La pérdida de circulación durante la cementación puede producir problemas de perforación en los tramos subsiguientes del pozo o un aislamiento por zonas inadecuado. Otras consecuencias perjudiciales, tales como pérdidas de fluido o corrosión causada por la deficiente distribución del cemento alrededor de la tubería de revestimiento, quizás no se manifiesten por muchos años, al cabo de los cuales es probable que estos problemas resulten imposibles de solucionar.

En ciertas situaciones, las operaciones correctivas de la cementación, conocidas como cementaciones forzadas (o a presión), bastan para reparar el daño pero se trata de procedimientos costosos y lentos cuyo índice de éxito es en general bajo.

En casos extremos, la pérdida de circulación total puede producir un reventón, pérdida completa del control del pozo o un colapso de las paredes del pozo.

La Tabla 11 resume los riesgos y su impacto en las operaciones de perforación de pozos costa afuera, relacionados con los aspectos geomecánicos.

Tabla 11. Riesgos asociados a los aspectos geomecánicos

| ASPECTOS GEOMECAÑICOS | | |
|--------------------------------|---------------------------------------|--|
| ASPECTO | RIESGO | IMPACTO |
| Pegas de tubería | Problemas por pegas de tubería | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempos de inactividad ▪ Demoras en las operaciones de perforación ▪ Costos adicionales en las operaciones |
| Pérdidas de circulación | Problemas por pérdidas de circulación | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdida del control del pozo ▪ Pérdidas económicas ▪ Colapso de las paredes del pozo |

5 BASE DE DATOS DE ALGUNOS CAMPOS COSTA AFUERA EN EL MUNDO, PARA ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

5.1 FASES DE DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS. [50]

Es importante mencionar que el tiempo promedio para el desarrollo de un proyecto de aguas profundas se encuentra entre 9 y 10 años. Las fases por las que atraviesa el desarrollo son:

Fase 1: Levantamiento de estudios sísmicos

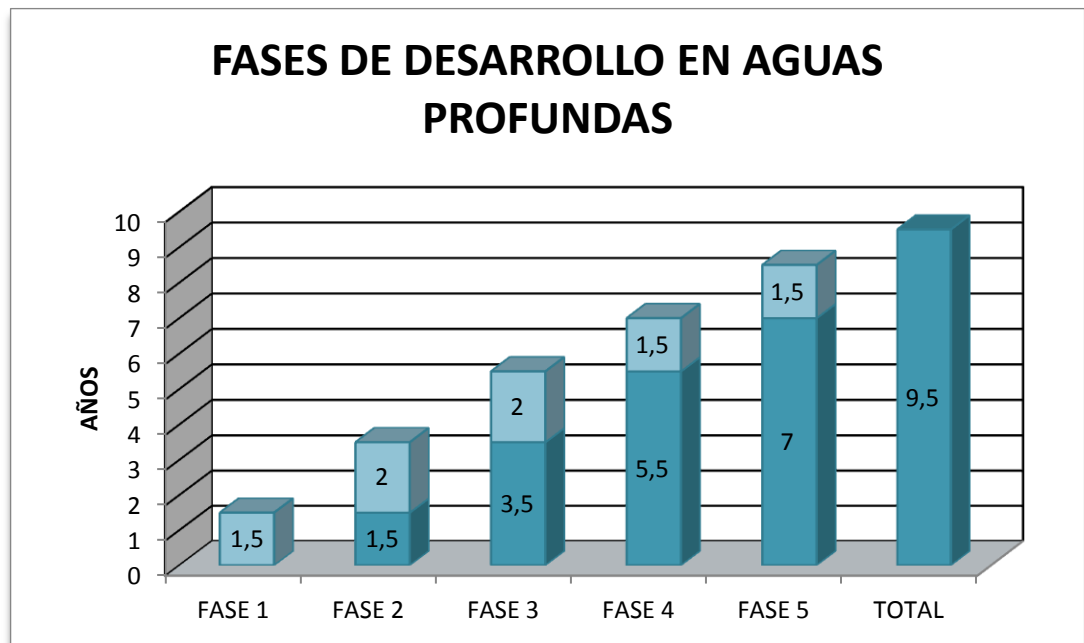
Fase 2: Perforación del pozo descubridor

Fase 3: Perforación de pozos delimitadores

Fase 4: Diseño de esquema de explotación

Fase 5: Desarrollo de instalaciones

Figura 70. Fases de desarrollo en aguas profundas



Tomado de: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos. Diciembre 2011. Internet: (<http://www.pemex.mx>)

Figura 71. Toma de decisiones en tiempo Real



5.2 TIEMPOS DE PERFORACIÓN. [51]

5.2.1 TIEMPO PRODUCTIVO

Periodo de tiempo en que ocurren las actividades de los equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción o rehabilitación del pozo de acuerdo a lo planificado o a eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente. El tiempo productivo está subdividido en: productivo planificado y productivo adicional.

5.2.1.1 TIEMPO PRODUCTIVO PLANIFICADO

Son todas aquellas tiempos asociados a las diferentes actividades relacionadas con la construcción y rehabilitación de un pozo, que forma parte de la planificación inicial.

5.2.1.2 TIEMPO PRODUCTIVO ADICIONAL

Son todos aquellos tiempos que, una vez comenzado el proceso, son incluidos a solicitud del cliente en las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo y que no formaba parte de la planificación inicial. Ejemplo: Profundización, tomas de núcleos y corrida de registro eléctricos adicionales, abandono del hoyo y desvío por reinterpretación geológica, etc.

5.2.2 TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT)

Se define como el periodo acreditable, a evento o actividades en las operaciones de equipos de perforación, que retarda el avance de las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo, según lo planificado. Inicia desde que se evidencia una actividad no productiva hasta que se encuentre de nuevo las condiciones operacionales productivas que se tenían antes del evento improductivo.

Para un mejor análisis de los eventos que generan tiempo no productivo durante las diferentes fases del proceso de perforación y rehabilitación, se ha clasificado el tiempo no productivo debidos a problemas de equipos y tiempos no productivos por problemas de inestabilidad del hueco, estos se explican a continuación:

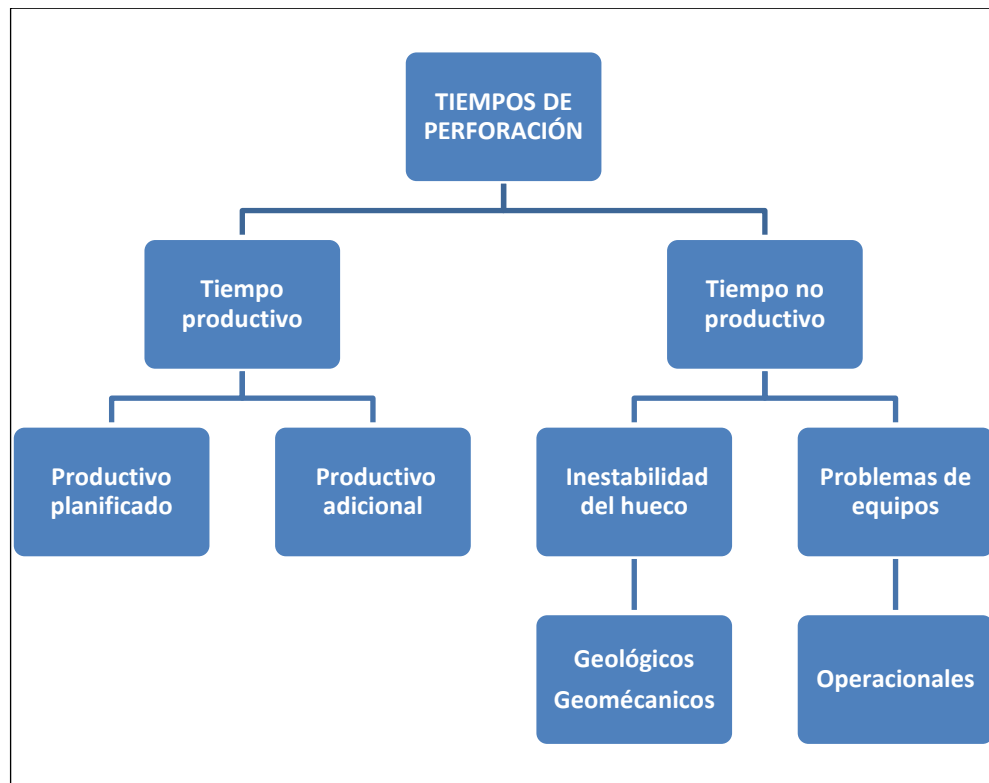
5.2.2.1 TIEMPO POR INESTABILIDAD DEL HUECO

Son todos aquellos acontecimientos no productivos inherentes a la condición del hoyo y que por sus características se le denomina problemas. Abarca las actividades de acondicionamiento del hoyo, influjos, pérdida de circulación, pega de tubería, control de influjos, desvió (sidetrack), corrección de cementaciones primarias, pesca y complejidad geológica.

5.2.2.2 TIEMPO POR PROBLEMAS DE EQUIPOS

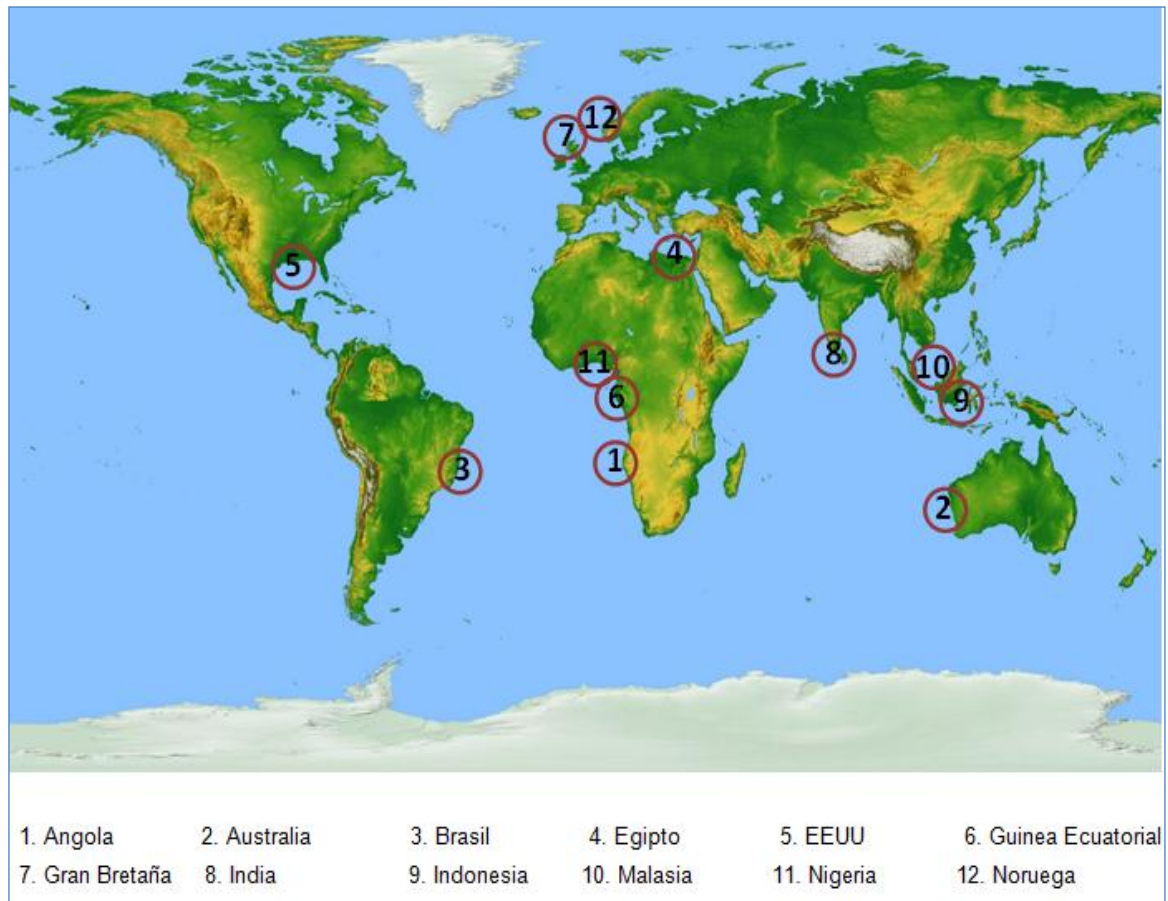
Son todos aquellos acontecimientos no productivos que por su naturaleza no son considerados como tiempos problemas y no están asociados a condiciones de hoyo sino a eventos logísticos y superficiales. Esto comprende las fallas en general, las esperas, reacondicionamiento, reparaciones y fuerzas mayores.

Figura 72 Esquema de tiempos de perforación.



5.3 PRINCIPALES CUENCAS EN EL MUNDO

Figura 73 Principales Cuencas



Tomado y Modificado de: SILVANA. Marcelo., El offshore en el mundo: Aspectos técnicos y estadísticas de la industria. Internet: (www.OilProduction.net).

5.3.1 ÁFRICA. [52]

Los proyectos en aguas profundas y ultraprofundas se concentran en la costa Oeste del continente, países como Congo, Sierra Leona, Gabón, Namibia, Tanzania, Costa de Marfil, Liberia, Mauritania, Egipto y Ghana presentan actividad, pero las potencias son Nigeria, Angola y Guinea Ecuatorial.

El Norte de África es predominantemente un mercado de gas que se caracteriza por proyectos de gran volumen, y la costa oeste tiene como principal mercado el petróleo.

Los operadores más activos en la región de África son: Total, Exxon Mobil, Chevron, BP, BG, Shell, Amerada Hess y ENI. Otras compañías operadoras incluyen Tullow, Murphy Oil, Petronas, StatoilHydro, Petrobras, Cobalt y PetroSA.

5.3.1.1 Angola. [53]

La exploración y producción en costa afuera está avanzando a un ritmo acelerado, sus primeros campos en aguas profundas fueron descubiertos en el 1996 e iniciaron operaciones en el 2002, cuando se presentó el alza de precios en el crudo; los activos costa afuera de Angola están divididos en 41 bloques, y se dividen en tres fajas: faja A (bloques de aguas poco profundas 0-13), faja B (aguas profundas bloques 14-30), y la faja C (bloques en aguas ultra profundas 31-40).

El crudo de Angola es ligero y dulce, lo que es ideal para la exportación a los principales mercados del mundo, como China, y los Estados Unidos.

Tabla 12. Campo Cameia I, Angola

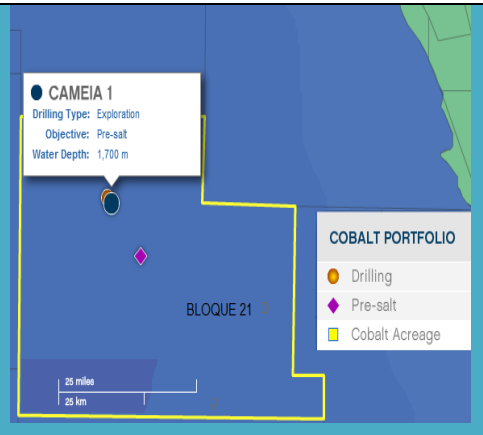
| PROYECTO | CAMEIA | |
|------------------------|--|--|
| Nombre del Campo | Cameia I |  |
| Cuenca | Kwanza | |
| Ubicación | Bloque 21 | |
| Área | 5000 – 25000 Acres | |
| Región | Costa Oeste de África | |
| Profundidad del agua | 1700 m (5577 ft) | |
| Fecha Descubrimiento | Febrero 2012 | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (44°API) | |
| Estatus Actual | Descubrimiento (Tasación) | |
| Operador | Cobalt Internacional Energy | |
| Inicio de Producción | 2014 | |
| Plataforma Perforación | Ocean Confidence – Semisumergible | |
| Plataforma Producción | - | |
| Reservas Recuperables | - | |
| Producción | - | |
| Problemas Perforación | Presencia de carbonatos altamente permeables y fracturados Flujo Somero de Agua Pega de tubería Flujo Somero de gas | |
| Referencias | [54], [55], [56] | |



Tabla 13. Campo Greater Plutonio, Angola

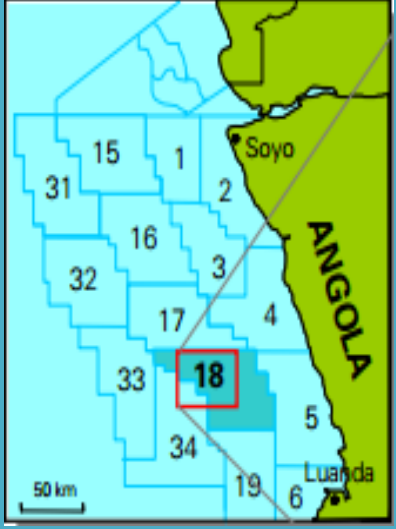



| PROYECTO | GREATER PLUTONIO | | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Cobalto, Cromio, Galio, Paladio, Plutonio |  | |
| Cuenca | - | | |
| Ubicación | Bloque 18 | | |
| Área | 4880 Km2 | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 1450 m (4785 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 1999 – 2000 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (33,2 °API) – Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | BP | | |
| Inicio de Producción | 2007 | | |
| Plataforma Perforación | Pride Angola – Drillship | | |
| Plataforma Producción | Greater Plutonio – FPSO | | |
| Reservas Recuperables | - | | |
| Producción | 200.000 bpd – 380 MMSCFD | | |
| Problemas Perforación | Flujo de gas Influjo de crudo Arenas no consolidadas Formaciones Reactivas Pega de tubería (Dog Leg) Problema con equipos de fondo Inestabilidad del pozo Colapso formaciones Sobrepressionadas Formación de Hidratos | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [58], [59], [60] | | |

Tabla 14. Campo Dalia, Angola

| PROYECTO | DALIA | | |
|------------------------|--|---|--|
| Nombre del Campo | Dalia |  | |
| Cuenca | - | | |
| Ubicación | Bloque 17 | | |
| Área | 230 Km ² | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 1500m (4950ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Septiembre 1997 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (23 °API) | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | TOTAL | | |
| Inicio de Producción | 2006 | | |
| Plataforma Perforación | Pride África – Pride Angola Drillship | | |
| Plataforma Producción | Dalia – FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 1000 millones de bbl | | |
| Producción | 240.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Formaciones no consolidadas Estructuras Geológicas Complejas Pegas de tubería (Colapsos y acumulación de basura) Formación de Hidratos Inestabilidad del pozo Flujo Somero de Gas Flujo Somero de Agua Fallas | | |
| Referencias | [54], [55], [61], [62], [63], [64] | | |

Tabla 15. Campo Girasol, Angola

| PROYECTO | GIRASSOL | | |
|------------------------|--|---|--|
| Nombre del Campo | Girasol |  | |
| Cuenca | - | | |
| Ubicación | 17 | | |
| Área | 140 Km ² | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 1400m (4620 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Abril 1996 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (32 °API) | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | TOTAL | | |
| Inicio de Producción | 2001 | | |
| Plataforma Perforación | Pride África , Pride Angola - Drillships | | |
| Plataforma Producción | Girassol – FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 700 MMbeq | | |
| Producción | 250000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Formación de Hidratos Flujo Somero de gas Flujo Somero de agua Falla en el Sistema de anclaje Problemas meteorológicos y Oceanográficos Pegas de tubería Pérdidas de circulación Bloqueo al colgar tubería Problemas eléctricos por contacto con el agua Problemas al instalar equipos de fondo | | |
| Referencias | [54], [55], [61], [65], [66], [67], [68], [69] | | |

5.3.1.2 **Nigeria [70]**

Las mayores reservas están ubicadas a lo largo del delta del río Níger y en el mar del golfo de Benín, el golfo de Guinea y la cuenca de Bonny. Las actividades de exploración actualmente se centran en actividades en aguas profundas y ultraprofundas del norte del país, en la cuenca del Chad. Además de petróleo, Nigeria posee las mayores reservas de gas natural en África, pero no cuenta con la infraestructura necesaria para desarrollar el sector.

Tabla 16. Campo Agbami, Nigeria

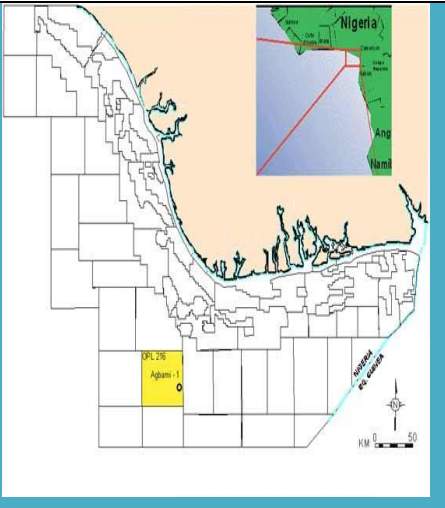

| PROYECTO | AGBAMI | | |
|------------------------|--|---|--|
| Nombre del Campo | Agbami |  | |
| Cuenca | Delta del río Níger | | |
| Ubicación | Bloque OML 127 Y 128 | | |
| Área | 45.000 Hectáreas | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 1462m (4825 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Enero 1999 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (45° API) / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | CHEVRON | | |
| Inicio de Producción | 2008 | | |
| Plataforma Perforación | Deepwater Discovery - Drillship | | |
| Tipo de Plataforma | Agbami – FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 900 millones bbl | | |
| Producción | 250.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Complejidad estructural y estratigráfica Flujo somero de agua Pega de tubería Inestabilidad de pozo Flujo Somero de gas Pérdidas de circulación | | |
| Referencias | [54], [55], [71], [72], [73], [74] | | |

Tabla 17. Campo Usan, Nigeria



| PROYECTO | USAN | | |
|-------------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Usan |  | |
| Cuenca | Delta del río Níger | | |
| Ubicación | Bloque OPL 222 | | |
| Área | - | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 850m (2805 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Mayo de 2002 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | TOTAL NIGERIA (ELFO) | | |
| Inicio de Producción | Febrero 2012 | | |
| Plataforma Perforación | Scarabeo7 - Semisumergible | | |
| Plataforma Producción | Usan – FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 540 Millones de bbl | | |
| Producción | 180.000 BPD | | |
| Problemas Perforación | Problemas Meteorológicos y Oceanográficos Pega de tubería Flujo Somero de gas | | |
| Referencias | [54], [55], [61] | | |

Tabla 18. Campo Bonga, Nigeria

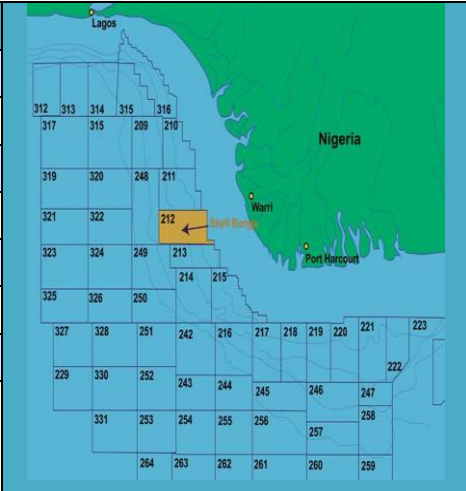

| PROYECTO | BONGA | | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Bonga |  | |
| Cuenca | Delta del río Níger | | |
| Ubicación | OML 118 (antes OPL 212) | | |
| Área | 60 Km ² | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 1030m (3399 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Enero 1996 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (45° API) / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | SHELL NIGERIA (SNEPCO) | | |
| Inicio de Producción | 2005 | | |
| Plataforma Perforación | Seaway Legend- Drillship | | |
| Plataforma Producción | Bongo – FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 1,44 Billones de bbl | | |
| Producción | 225.000 bpd y 150 MMscfd | | |
| Problemas Perforación | Problemas Meteorológicos y Oceanográficos Formación de hidratos Inestabilidad de pozo Pega de tubería Pérdidas de circulación | | |
| Referencias | [54], [55], [75], [76], [77], [78] | | |

Tabla 19. Campo Erha, Nigeria

| PROYECTO | ERHA | | |
|------------------------|--|--|---|
| Nombre del Campo | Erha |  | |
| Cuenca | Delta del río Níger | | |
| Ubicación | OPL 210 | | |
| Área | - | | |
| Región | Costa Oeste de África | | |
| Profundidad del agua | 1200m (3960 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Febrero 1999 | | |
| Tipo de Fluido | Aceite | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | ESSO | | |
| Inicio de Producción | Marzo 2006 | | |
| Plataforma Perforación | - | | |
| Plataforma Producción | Erha - FPSO | | |
| Reservas Recuperables | - | | |
| Producción | 210.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Falla de equipos por fatiga Problemas meteorológicos y Oceanográficos (mareas, olas, viento) Flujo Somero de gas Inestabilidad de pozo Huelgas, robos y bloqueos de barcazas | | |
| Referencias | [54], [55], [79], [80], [81], [82] | | |

5.3.2 AMÉRICA [83]

Los proyectos en aguas profundas y ultraprofundas se concentran en la costa Este del continente, países como Canadá, México, Trinidad y Tobago, Cuba presentan actividad, pero las potencias líderes en exploración y explotación en el mundo

Estados Unidos y Brasil, y en esta región se han alcanzado profundidades record de perforación.

Los operadores más activos en la región son Shell, Chevron, Exxon Mobil, BP, Pemex y Petrobras. Otras compañías operadoras que también hacen presencia son: Anadarko, LLOG, Murphy.

5.3.2.1 **Brasil [84]**

Los grandes descubrimientos hechos costa afuera en el pre-sal son el resultado de esfuerzos hechos en exploración para aumentar la producción. Y aunque existen diversas opiniones, algunos analistas sitúan las reservas de petróleo y gas natural recuperables en el pre-sal en más de 50 millones de barriles de petróleo equivalente, esto convierte a Brasil en uno de los mayores productores de petróleo del mundo. A pesar de las sustanciales reservas de gas natural, la producción de gas natural ha crecido lentamente en los últimos años, debido principalmente a la falta de capacidad de transporte interno y los bajos precios internos.

El anuncio de Brasil sobre el pre-sal transformo la naturaleza y el enfoque del sector petrolero en el país, y el impacto de estos descubrimientos en los mercados mundiales fue enorme. Sin embargo, los considerables desafíos que aún deben ser superados a fin de que estas reservas a buen término. La dificultad de acceso a las reservas, teniendo en cuenta tanto las grandes profundidades y presiones involucradas en la producción de petróleo pre-sal, representa obstáculos técnicos que deben superarse.

Petrobras planea desarrollar sus principales activos del pre-sal en tres fases diferenciadas: pruebas de larga duración, proyectos piloto, a continuación, la producción a gran escala a través de múltiples, duplicar flotando producción.

Tabla 20. Campo Roncador, Brasil



| PROYECTO | RONCADOR | | |
|------------------------|---|--|---|
| Nombre del Campo | Roncador |  | |
| Cuenca | Campos | | |
| Ubicación | Bloque P-36 | | |
| Área | 111 Km ² | | |
| Región | Costa Este de Suramérica | | |
| Profundidad del agua | 1900m (6270 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Octubre 1996 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo/Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Petrobras | | |
| Inicio de Producción | 2008 | | |
| Plataforma Perforación | - | | |
| Plataforma Producción | P-62 FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 3000 MMbeq | | |
| Producción | 460.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Problemas Operacionales (Bases guías, brocas) Flujo somero de Agua Inestabilidad en el pozo Problemas en el sistema de Posicionamiento Pegas de tubería (dog leg) Estrecha ventana de lodo Pérdidas de circulación Fallas en el sistema de Prevención Problemas con las plataformas | | |
| Referencias | [54], [55], [85], [86], [87], [88] | | |

Tabla 21. Campo Marlim, Brasil



| PROYECTO | MARLIM | | |
|------------------------|--|--|---|
| Nombre del Campo | Marlim |  | |
| Cuenca | Campos | | |
| Ubicación | Bloque P-36 | | |
| Área | 56 Km ² | | |
| Región | Costa Este Suramérica | | |
| Profundidad del agua | 1097m (3620 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 1985 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Petrobras | | |
| Inicio de Producción | 1991 | | |
| Plataforma Perforación | 1985 | | |
| Plataforma Producción | P-47 FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 1,7 MMBls | | |
| Producción | 390.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Problemas en las plataformas Pérdidas de circulación Problemas en los equipos de fondo (bases guía, brocas, líneas guías) Problemas en los sistemas de posicionamiento y compensación Pega de tubería Influjos Inestabilidad del pozo | | |
| | [54], [55], [86], [87], [89] | | |

Tabla 22. Campo Lula (Tupi), Brasil





| PROYECTO | LULA (TUPI) | | |
|------------------------|--|---|--|
| Nombre del Campo | Lula (tupi) |  | |
| Cuenca | Santos | | |
| Ubicación | BM-S-11 | | |
| Área | 2.000 km ² | | |
| Región | Costa Este Suramérica | | |
| Profundidad del agua | 2140m (7062 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Julio 2006 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (28°API) / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Petrobras | | |
| Inicio de Producción | 2010 | | |
| Plataforma Perforación | - | | |
| Plataforma Producción | Cidade de São Vicente FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 8 Billones Bbl _{eq} | | |
| Producción | 100.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Problemas con los equipos (carga-transporte, compresores, turbinas, válvulas especiales, soportar altas presiones) Ambientes Meteorológicos agresivos Pega de tubería (geometría) Volcanes de lodo Actividad tectónica Pega de tubería (basura) Inestabilidad del pozo | | |
| Referencias | [54], [55], [85], [90], [91] | | |

Tabla 23 Campo Barracuda, Brasil

| Proyecto | BARRACUDA |  | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Barracuda | | |
| Cuenca | Santos | | |
| Ubicación | BC – 50B | | |
| Área | 493 Km ² | | |
| Región | Costa Este Suramérica | | |
| Profundidad del agua | 1100M (3630 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 1989 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Petrobras | | |
| Inicio de Producción | 1997 | | |
| Plataforma Perforación | - | | |
| Plataforma Producción | P-43 FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 1.229 MMBIs / 325 MMscfd | | |
| Producción | | | |
| Problemas Perforación | Inestabilidad del suelo marino por presencia de pendientes Falla de equipos (bombas) Inestabilidad del pozo Pega de tubería Problemas en el sistema de anclaje Colapso de Casing | | |
| Referencias | [54], [55], [85], [92], [93], [94] | | |

5.3.2.2 Estados Unidos [53], [95]

Al amparo de la regulación del gobierno, que promueve condiciones de competencia, la organización de la industria petrolera norteamericana ha evolucionado en función de los retos que ha enfrentado dicha industria. De esta forma, las empresas petroleras optan por fusionarse, asociarse o aliarse entre

ellas, para acelerar los procesos de incorporación de tecnología, adquisición de experiencia, y reducción de costos.

Una de las zonas con mayor potencial son las aguas profundas del Golfo de México que corresponden a los Estados Unidos, con un estimado de 46 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos y con reservas probadas de 9.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En dicha zona participan las 30 principales empresas petroleras del mundo, se operan 115 proyectos de explotación en 48 yacimientos en diferentes grados de desarrollo. En los últimos años se han alcanzado en aguas profundas niveles de producción de crudo cercanos al millón de barriles diarios, lo que ha llegado a representar alrededor del 17% de la producción total.

Tabla 24 Campo Mad Dog, Estados Unidos


| PROYECTO | MAD DOG | | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Mad Dog |  | |
| Cuenca | Green Canyon | | |
| Ubicación | Bloques 825,826 y 782 | | |
| Área | | | |
| Región | Golfo de México | | |
| Profundidad del agua | 2073M (6841 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Diciembre 1998 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | BP | | |
| Inicio de Producción | Enero 2005 | | |
| Plataforma Perforación | Ocean Confidence – Semisumergible | | |
| Plataforma Producción | Mad Dog Spar | | |
| Reservas Recuperables | 450 MMBls | | |
| Producción | 100.000 bpd / 60 MMscfd | | |
| Problemas Perforación | Formaciones Móviles Corrientes marinas Laderas empinadas e Inestables Fallas Depresiones Pérdidas de circulación Huracanes Flujo Somero de Agua Formaciones Sobrepresionadas Tormentas Tropicales Pérdida de Equipos de fondo Problemas equipo elevación | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [96], [97], [98] | | |



Tabla 25. Campo Thunder Horse, Estados Unidos

| PROYECTO | THUNDER HORSE | | |
|------------------------|---|--|--|
| Nombre del Campo | Thunder Horse | | |
| Cuenca | Mississippi Canyon | | |
| Ubicación | Bloques 776, 777, 778 | | |
| Área | - | | |
| Región | Golfo de México | | |
| Profundidad del agua | 1829m / (6036 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 1999 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo /Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | | |
| Operador | BP | | |
| Inicio de Producción | 2008 | | |
| Plataforma Perforación | Discoverer Enterprise – Drillship | | |
| Plataforma Producción | Thunder Horse – Semisumergible | | |
| Reservas Recuperables | 1000 MMBls | | |
| Producción | 250.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | <p>Huracanes</p> <p>Inestabilidad de suelo</p> <p>Falla de equipos de fondo</p> <p>Pérdidas de circulación</p> <p>Laderas con sedimentos no consolidados</p> <p>Presencia de formaciones salinas</p> <p>Problema sistema compensación de movimiento</p> <p>Vientos de altas velocidades</p> | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [99], [100], [101] | | |

Tabla 26. Campo Atlantis, Estados Unidos

| PROYECTO | ATLANTIS | | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Atlantis |  | |
| Cuenca | Green Canyon | | |
| Ubicación | Bloque 699, 742, 743 | | |
| Área | | | |
| Región | Golfo de México | | |
| Profundidad del agua | 1869m (6168 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 1998 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | BP | | |
| Inicio de Producción | 2007 | | |
| Plataforma Perforación | Ocean América Semisumergible | | |
| Plataforma Producción | Atlantis Semisumergible | | |
| Reservas Recuperables | 600 MMBls | | |
| Producción | 200.000 bpd / 180 MMscfd | | |
| Problemas Perforación | Depresiones submarinas y flujo de escombros Taludes empinados con sedimentos con resistencia variable Flujo Somero de Agua Fallas Depresiones Flujo somero de gas Pega de tubería Corrientes en el fondo marino Influjo de Petróleo | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [96], [97], [98] | | |

Tabla 27. Campo Kepler, Estados Unidos

| PROYECTO | NA KIKA | | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Kepler |  | |
| Cuenca | Mississippi Canyon | | |
| Ubicación | Bloque 383 | | |
| Área | - | | |
| Región | Golfo de México | | |
| Profundidad del agua | 1768m (5834 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Diciembre 1987 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | BP | | |
| Inicio de Producción | Diciembre 2003 | | |
| Plataforma Perforación | Transocean Marianas - Semisumergible | | |
| Plataforma Producción | Na Kika Semisumergible | | |
| Reservas Recuperables | 300 MMBIs | | |
| Producción | 110.000 bpd – 500 MMscfd | | |
| Problemas Perforación | Falla de equipos Inestabilidad del suelo marino Pérdida de circulación Flujo somero de agua Colapso de casing | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [102], [103], [104] | | |

5.3.3 ASIA [52]

Los proyectos en aguas profundas y ultraprofundas se concentran en la costa del Sureste Asiático, países como Filipinas, Japón, Rusia, China, Israel, Vietnam y Corea presentan actividad, pero las potencias son India, Indonesia y Malasia.

Los operadores más activos en la región son BP, Gazprom, Petro Vietnam Dai, Murphy, Shell, Amoco, Conoco Phillips, Chevron.

5.3.3.1 **Malasia [53]**

Casi la totalidad del crudo y gas que se produce en el país proviene de los campos ubicados costa afuera; por ello el gobierno se centra en la apertura de nuevas oportunidades de inversión mediante el aumento de producción en los campos existentes y el desarrollo de nuevos campos en aguas aún más profundas.

La plataforma continental se divide en 3 cuencas productoras: cuenca costa peninsular de Malasia en el oeste y las cuencas de Sarawak y Sabah, en el este. La mayoría de las reservas de petróleo del país se encuentran en la cuenca del Malay y tienden a ser de alta calidad. Aceite crudo de referencia de Malasia, Tapis mezcla, es de la variedad ligera y dulce con una gravedad de 44 ° y el contenido de azufre del 0,08 por ciento en peso API.

Tabla 28. Campo Kikeh, Malasia





| PROYECTO | KIKEH | | |
|------------------------|--|---|--|
| Nombre del Campo | Kikeh |  | |
| Cuenca | - | | |
| Ubicación | Bloque K | | |
| Área | 4111 Km ² | | |
| Región | Sureste Asiático | | |
| Profundidad del agua | 1341m (4425 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Julio 2002 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo (35 °API) | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Murphy | | |
| Inicio de Producción | Agosto 2007 | | |
| Plataforma Perforación | Ocean Rover Semisumergible | | |
| Plataforma Producción | Kikeh FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 1,5 MMBIs | | |
| Producción | 120.000 BPD | | |
| Problemas Perforación | Pega de tubería Marea en el fondo Fallos en las bombas Pérdida de equipo dentro del pozo Problemas con las válvulas de fondo Fuerte Oleaje Vientos | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [105], [106], [107] | | |

Tabla 29. Campo Kakap Gumusut, Malasia

| PROYECTO | KAKAP | | |
|------------------------|--|---|---|
| Nombre del Campo | Kakap – Gumusut |  | |
| Cuenca | Sabah | | |
| Ubicación | Bloque J | | |
| Área | | | |
| Región | Sureste Asiático | | |
| Profundidad del agua | 1110m (3663 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Diciembre 2003 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo | | |
| Estatus Actual | Desarrollo | |  |
| Operador | Shell | | |
| Inicio de Producción | 2012 | | |
| Plataforma Perforación | | | |
| Plataforma Producción | Gumusut - Kakap FPS | | |
| Reservas Recuperables | 500 MMBIs | | |
| Producción | 120.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Hidratos de gas Tifones Pendientes del fondo marino empinadas Actividad de transporte masivo Fuerte Oleaje Características de expulsión del fondo marino Flujo somero de agua Gas superficial | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [108], [109], [110] | | |

5.3.3.2 India [53]

India es el cuarto mayor consumidor de energía del mundo después de Estados Unidos, China y Rusia.

La mayor parte de las reservas se encuentran en la parte occidental de la India, sobre todo en las cuencas costa afuera de Gujarat y Rajasthan y se han realizado importantes descubrimientos en las cuencas de Krishna-Godavari, Cambay y Barmer

Tabla 30. Campo Dhirubhai, India

| PROYECTO | DHIRUBHAI | | |
|------------------------|--|---|--|
| Nombre del Campo | Dhirubhai |  | |
| Cuenca | Krishna Godavari | | |
| Ubicación | Bloque KG-D6 | | |
| Área | 81000 Km ² | | |
| Región | Sur de Asia | | |
| Profundidad del agua | 1700m (5610 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 2002 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo / Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Realiance Industries Ltda | | |
| Inicio de Producción | 2009 | | |
| Plataforma Perforación | Deepwater Expedition Transocean Drillship | | |
| Plataforma Producción | Dhirubhai – 1 FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 11,3 Billones scf | | |
| Producción | 60.000 bpd / 19 MMscfd | | |
| Problemas Perforación | Tormentas Ciclones Olas de más de 20m Corrientes submarinas de 4 nudos Fallas en el suministro de energía Influjos Fallas en los equipos Problemas en el sistema de anclaje | | |
| referencias | [54], [55], [111], [112], [113] | | |



5.3.3.3 Indonesia [53]

Un poco más de la mitad de la producción de Indonesia procede de los campos costa afuera, según el Ministerio de Energía y Recursos Minerales. El gobierno estima que más del 60 por ciento de las reservas convencionales de gas del país puede encontrarse en alta mar.

El descubrimiento reciente más importante con el potencial de contrarrestar algunos de declinación de la producción de Indonesia es el bloque Cepu de Java Oriental y Central. Los campos más grandes de Indonesia se encuentran en la región de Aceh en Sumatra del Sur y el Este de Kalimantan. En los últimos años, las empresas han cambiado su atención lejos de las fuentes de gas tradicionalmente importantes hacia nuevas zonas del país, desarrollando un bloque rico en gas en el Mar Oriental Natuna,

Otras cuencas costa afuera importantes son: en el oeste de Papua y Sulawesi Central y el Mar de Arafura en el este de Indonesia está poco explorada pero prometedor para el gas natural.

Tabla 31. Campo Abadi, Indonesia

| PROYECTO | ABADI | | |
|------------------------|---|---|--|
| Nombre del Campo | Abadi |  | |
| Cuenca | 3221 Km | | |
| Ubicación | Bloque Masela | | |
| Área | 2060 Km ² | | |
| Región | Sureste Asiático | | |
| Profundidad del agua | 1000m (3300 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | 2002 | | |
| Tipo de Fluido | Gas | | |
| Estatus Actual | Producción | |  |
| Operador | Impex | | |
| Inicio de Producción | - | | |
| Plataforma Perforación | Energy Searcher Drillship | | |
| Plataforma Producción | Abadí FLNG | | |
| Reservas Recuperables | 10 Trillones de scf | | |
| Producción | - | | |
| Problemas Perforación | Inestabilidad suelo marino Tifones Flujo somero de agua Pérdida de circulación Terremotos | | |
| Referencias | [54], [55], [114], [115], [116], [117] | | |

5.3.4 EUROPA [52]

Los proyectos en aguas profundas y ultraprofundas se concentran el mar del Norte y el mar Mediterráneo, países como Albania, Italia, Irlanda presentan actividad, pero las potencias son Noruega y Gran Bretaña.

Las compañías Operadoras más activas en esta región son: Premier Oil, Conoco Phillips, Shell, Stat Oil, Fairfield Energy, ExxonMobile, Talisman Energy y Total Unido.

5.3.4.1 Gran Bretaña [53]

El Reino Unido (UK) es el mayor productor de petróleo y el segundo mayor productor de gas natural en la Unión Europea (UE).

El interés de la exploración en el Reino Unido sigue siendo fuerte, sin duda, debido a los mayores precios del petróleo y la proximidad del Mar del Norte a los principales mercados de consumo, un total de siete campos de petróleo iniciaron producción en 2010 y 2011.

La mayor parte de estas reservas se presentan en tres áreas distintas: 1) campos asociados en el Reino Unido plataforma continental (UKCS), 2) los campos no asociado en la Cuenca de Gas del Sur, que se encuentra al lado del sector holandés del Mar del Norte, y 3) no campos asociados en el Mar de Irlanda. El gobierno del Reino Unido ha fomentado el uso de gas natural como sustituto del carbón y del petróleo en el consumo industrial y la producción de electricidad.

La plataforma continental contiene la mayor parte de las reservas de petróleo del país. También hay importantes reservas en el Mar del Norte y al oeste del archipiélago de las Shetland.

Tabla 32. Campo Rosebank, Gran Bretaña

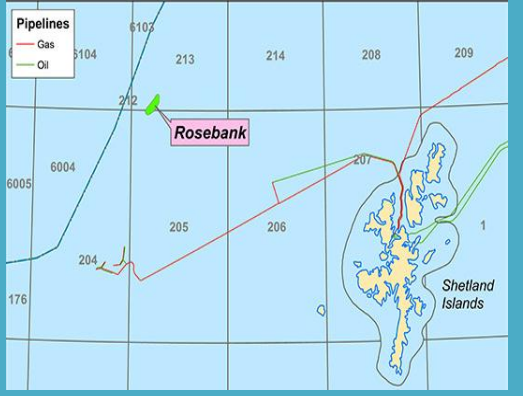


| PROYECTO | ROSEBANK | |
|------------------------|--|--|
| Nombre del Campo | Rosebank |  |
| Cuenca | Faroe-Shetland | |
| Ubicación | Bloques 213/26 213/27 | |
| Área | - | |
| Región | Mar del Norte | |
| Profundidad del agua | 1128m (3722 ft) | |
| Fecha Descubrimiento | Agosto 2004 | |
| Tipo de Fluido | Petróleo | |
| Estatus Actual | Desarrollo | |
| Operador | Chevron | |
| Inicio de Producción | - | |
| Plataforma Perforación | West Navigator Drillship | |
| Plataforma Producción | Rosebank FPSO | |
| Reservas Recuperables | 240 MMBls | |
| Producción | 75.000 bpd | |
| Problemas Perforación | Derrumbes Pérdidas de circulación Inestabilidad del hueco Fuertes Vientos Pega de <i>tubería</i> | |
| Referencias | [54], [55], [57], [118], [119] | |



Tabla 33. Campo Foinaven, Gran Bretaña

| PROYECTO | FOINAVEN | | |
|------------------------|---|--|---|
| Nombre del Campo | Foinaven |  | |
| Cuenca | Faroe-Shetland | | |
| Ubicación | Bloques 204/19 204/24a | | |
| Área | | | |
| Región | Mar del Norte | | |
| Profundidad del agua | 600m (1980 ft) | | |
| Fecha Descubrimiento | Octubre 1990 | | |
| Tipo de Fluido | Petróleo / Gas | | |
| Estatus Actual | Suspendido | | |
| Operador | BP | |  |
| Inicio de Producción | 1997 | | |
| Plataforma Perforación | | | |
| Plataforma Producción | Petrojarl Foinaven FPSO | | |
| Reservas Recuperables | 600 MMBls | | |
| Producción | 85.000 bpd | | |
| Problemas Perforación | Fuertes Corrientes Marinas Influjos Falla en los equipos de fondo Altas Olas Laderas empinadas Pega de tubería | | |
| Referencias | [54], [55], [57], [120], [121], [122] | | |

5.3.4.2 Noruega [53]

Noruega, el mayor tenedor de reservas de gas natural y petróleo en Europa, proporciona gran parte del petróleo y el gas que se consume en el continente. De hecho, Noruega es el segundo mayor exportador de gas natural del mundo después de Rusia, y el séptimo mayor exportador de petróleo.

Todas las reservas de petróleo de Noruega se encuentran en alta mar en la Plataforma Continental Noruega (NCS), que se divide en tres secciones: el Mar del Norte, el Mar de Noruega y el Mar de Barents. El grueso de la producción de petróleo de Noruega se produce en el Mar del Norte, con cantidades más pequeñas en el Mar de Noruega y la nueva actividad de exploración y producción que ocurre en el mar de Barents.

5.3.5 OCEANIA [52]

Los proyectos en aguas profundas y ultraprofundas se concentran en la costa Noroeste Australiana.

Los operadores más activos en la región son Shell, Chevron.

5.3.5.1 Australia [53]

La mayoría de las reservas se encuentran en las costas de Australia Occidental, Victoria y el Territorio del Norte. El gas convencional se produce en la cuenca del mar del Norte Carnarvon Western Australia, la cuenca del Cooper /Eromanga en el centro de Australia, y Gippsland/Victoria. Estas 3 cuencas representan el 96 por ciento de la producción de gas natural convencional de Australia.

La exploración de petróleo se ha movido en los últimos años en el área de aguas profundas del Mar de Timor, a pesar de la Cuenca Carnarvon cerca de la costa de Australia Occidental sigue siendo la zona más activa en cuanto a la actividad de perforación global. Crudo australiano es de la variedad de la luz, por lo general bajos en azufre y cera, y por lo tanto de mayor valor que los crudos más pesados.

5.3.6 OTROS PAISES

A continuación se presenta un compilado de campos en el mundo de los países que presentan actividad en aguas profundas y ultraprofundas

Tabla 34. Compilado de campos en el mundo

| CAMPO | PAÍS | ESTADO DE CAMPO | OPERADOR | PROFUNDIDAD AGUA |
|--------------|-------------------|-----------------|------------------|------------------|
| Venus | Sierra Leona | Descubrimiento | BP | 1798m (5933 ft) |
| Dzata | Ghana | Descubrimiento | Vanco | 2000m (6600 ft) |
| Orca | Costa de Marfil | Descubrimiento | Vanco | 1868m (6164 ft) |
| Dahoma | Ghana | No Comercial | Kosmos Energy | 4390m (14487 ft) |
| Banda | Ghana | Descubrimiento | Kosmos Energy | 921m (2039 ft) |
| Akasa | Ghana | Descubrimiento | Kosmos Energy | 1158m (3821 ft) |
| Chinguetti | Mauritania | Productor | Petronas | 800m (2640 ft) |
| Jupiter | Sierra Leona | Descubrimiento | Anadarko | 6465m (21335 ft) |
| Makore | Ghana | Descubrimiento | Kosmos Energy | 1408m (4646 ft) |
| Cormoran | Mauritania | Descubrimiento | Dana Petroleum | 1630m (5379 ft) |
| Gharabi | Mauritania | No comercial | Petronas | 1787m (5897 ft) |
| Moho-Bilondo | Congo | Producción | Total | 1100m (3630 ft) |
| Moho - Nord | Congo | Desarrollo | Total | 1200m (3960 ft) |
| Carla | Guinea Ecuatorial | Descubrimiento | Noble Energy | 580m (1914 ft) |
| Wingat | Namibia | Perforación | HRT S.A | 1034m (3412 ft) |
| Kunene | Namibia | Descubierto | Sintezneftegaz | 1000m (3300 ft) |
| Hartmann | Namibia | Punto Brillante | Sintezneftegaz | 780m (1188 ft) |
| Bee Eater | Liberia | Perforación | África Petroleum | 1140m (3762 ft) |
| Narina | Liberia | Descubrimiento | África Petroleum | 1143m (3772 ft) |
| Zamba | Namibia | Punto Brillante | Carro O & G | 2103m (6940 ft) |
| Tapir Sur | Namibia | No Comercial | Carro O & G | 2108m (6958 ft) |
| Espoir | Costa de Marfil | Producción | Tullow | 600m (1989 ft) |
| Enyenra | Ghana | Descubrimiento | Tullow | 1428m (4712 ft) |
| Ntomme | Ghana | Descubrimiento | Tullow | 1730m (5709 ft) |
| Alen | Guinea Ecuatorial | Desarrollo | Noble Energy | 530m (1749 ft) |

| | | | | |
|---------------|-------------------|-----------------|------------------|------------------|
| Aseng | Guinea Ecuatorial | Productor | Noble Energy | 945m (3119 ft) |
| Mercurio | Sierra Leona | Descubrimiento | Anadarko | 1600m (5280 ft) |
| Mamba | Mozambique | Descubrimiento | ENI (NOC) | 1994m (6580 ft) |
| Camarao | Mozambique | Descubrimiento | Anadarko | 1442m (4759 ft) |
| Zafarani | Tanzania | Descubrimiento | Statoil | 2582m (8521 ft) |
| Chewa | Tanzania | Descubrimiento | Ophir Energy | 1300m (4290 ft) |
| Saffron | Egipto | Producción | Burullus Gas Co | 850m (2805 ft) |
| Scrab | Egipto | Producción | Burullus Gas Co | 850m (2805 ft) |
| Lakach | Brasil | Desarrollo | Pemex | 988M (3260 ft) |
| Loligo | Islas Malvinas | Perforación | Falkland O & G | 1400m (4620 ft) |
| Scotia | Islas Malvinas | Perforación | Falkland O & G | 1800m (5940 ft) |
| Zaedyus | Guyana Francesa | Perforación | Shell | 2048m (6758 ft) |
| Jaguey | Cuba | No comercial | Repsol | 1615m (5330 ft) |
| Bounty | Trinidad y Tobago | Perforación | BG | 500m (1650 ft) |
| Liuhua 29 – 1 | China | Descubrimiento | Husky | 723m (2386 ft) |
| Liuhua 34 – 2 | China | Descubrimiento | Husky | 1300m (4290 ft) |
| Absheron | Azerbaijan | Descubrimiento | Total | 500m (1650 ft) |
| Shah Deniz | Azerbaijan | Descubrimiento | BP | 600m (1980 ft) |
| Li Wan 3 - 1 | China | Desarrollo | Husky | 1300m (4290 ft) |
| Dabakan | Filipinas | Descubierto | ExxonMobile | 1829m (6036 ft) |
| Geronggong | Brunei | Descubierto | Shell | 1000m (3300 ft) |
| Rua Bien | Vietnam | Punto Brillante | ENI (NOC) | 1100M (3630 ft) |
| Ca Lang | Vietnam | Punto Brillante | ENI (NOC) | 1100M (3630 ft) |
| Malampaya | Filipinas | Producción | Shell | 850m (2805 ft) |
| Cairn | Sri Lanka | Descubierto | Cairn Energy | 1509m (4980 ft) |
| Dorado | Sri Lanka | Descubierto | Cairn India Ltda | 1509m (4980 ft) |
| Dorado (Nino) | Filipinas | Punto Brillante | Nido Petroleum | 1000m (3300 ft) |
| Benjarong | Tailandia | Descubierto | Coastal Energy | 3220m (10626 ft) |
| Dunquin | Irlanda | Perforación | ExxonMobile | 1524m (5029 ft) |
| Mullen | Irlanda | Punto Brillante | Europa O & G | 1000M (3300 ft) |
| Drombeg | Irlanda | Punto Brillante | Providence | 2499m (8247 ft) |
| Est Rapsodia | Rumania | Punto Brillante | Lukoil | 1000m (3300 ft) |
| Trident | Rumania | Punto Brillante | Lukoil | 1000m (3300 ft) |
| Anne Marie | Islas Feroe | Descubrimiento | ENI (NOC) | 1106m (3650 ft) |
| Luva | Noruega | Desarrollo | Statoil | 1300m (4290 ft) |

| | | | | |
|---------------|---------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Bonna | Noruega | Punto Brillante | ENI (NOC) | 1370m (4521 ft) |
| Sneifer sur | Noruega | Descubrimiento | Statoil | 1265m (4175 ft) |
| Scarborough | Australia | Descubrimiento | ExxonMobile | 900m (2979 ft) |
| Kentish Knock | Australia | Descubrimiento | Chevron | 1200m (3960 ft) |
| Maxwell | Australia | Punto Brillante | MEO Australia | 500m (1650 ft) |
| Tallaganda | Australia | Descubrimiento | BHP Billiton | 1141m (3765 ft) |
| Maari | Nueva Zelanda | Descubrimiento | Tood Energy | 1495m (4934 ft) |
| Enfield | Australia | Descubrimiento | Woodside | 546m (1802 ft) |
| Laverda | Australia | Descubrimiento | Conocco Phillips | 800m (2640 ft) |
| Clio | Australia | Descubrimiento | Chevron | 990m (3267 ft) |
| Pluton | Australia | Desarrollo | Australia | 976m (3221 ft) |
| Brederode | Australia | Descubrimiento | Australia | 925m (3053 ft) |

6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se realizó a un total de 22 campos de diferentes países agrupados por continentes, seleccionados en base a la información requerida para este análisis. El objetivo de este análisis es observar los aspectos que más han afectado las operaciones de perforación en aguas profundas y ultraprofundas con ayuda de los problemas documentados de cada campo. Para los cálculos se tomó como referencia la totalidad de los campos equivalente a 100%.

En este documento las gráficas que muestran el resultado de análisis apilados por continente, los porcentajes no son comparables entre sí, debido a que no se pudo dar una unificación del número de pozos por continentes por falta de información, pues se debe tener en cuenta que no en todos los continentes están tan desarrolladas las operaciones costa afuera.

6.1 ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS

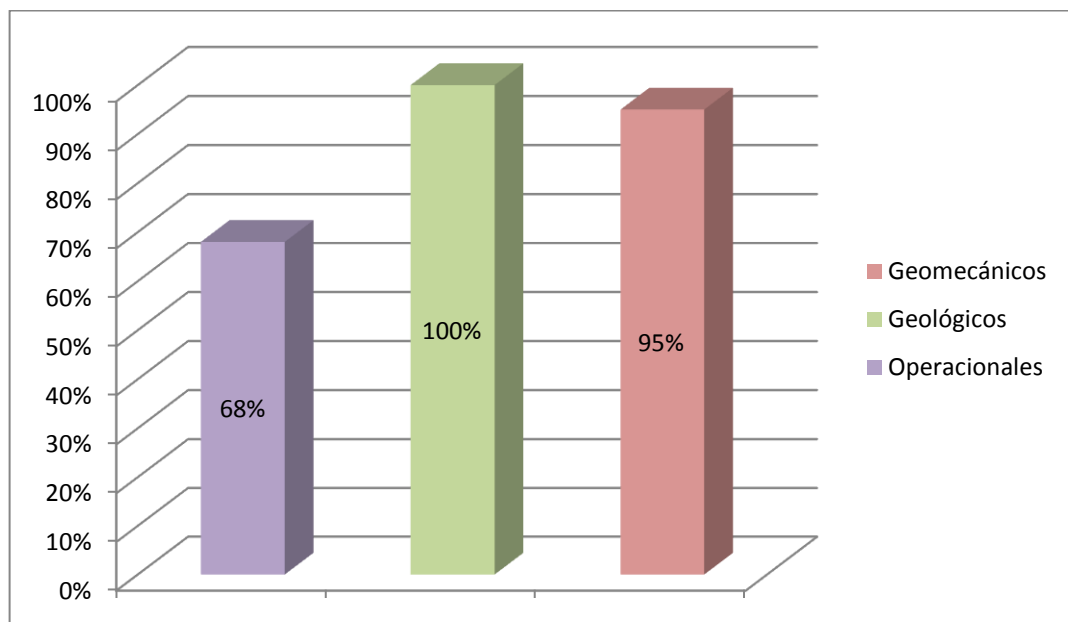
En las siguientes tablas se presenta a manera de resumen la información recopilada en la base de datos, con el fin de poder visualizar cuales fueron los parámetros recolectados para este análisis, tomando como base los aspectos operacionales, geológicos y geomecánicos estudiados en los capítulos anteriores, y posteriormente haciendo un desglose de cada uno de ellos e identificando los problemas que se presentaron en los 22 pozos.

Tabla 35. Aspectos Generales

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | PROBLEMAS | | |
|---------|--------------|------------------|---------------|------------|--------------|
| | | | OPERACIONALES | GEOLÓGICOS | GEOMECÁNICOS |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | X | X |
| | | Greater plutonio | X | X | X |
| | | Dalia | - | X | X |
| | | Girassol | X | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | - | X | X |
| | | Usan | - | X | X |
| | | Bonga | - | X | X |
| | | Erha | X | X | X |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | X | X | X |
| | | Marlim | X | X | X |
| | | Lula | X | X | X |
| | | Barracuda | X | X | X |
| | EEUU | Mad dog | X | X | X |
| | | Thunder horse | X | X | X |
| | | Atlantis | X | X | X |
| | | Na kika | X | X | X |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | X | X |
| | | Kakap | X | X | X |
| | INDIA | Dhirubhai | X | X | - |
| | INDONESIA | Abadi | - | X | X |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | - | X | X |
| | | Foinaven | X | X | X |

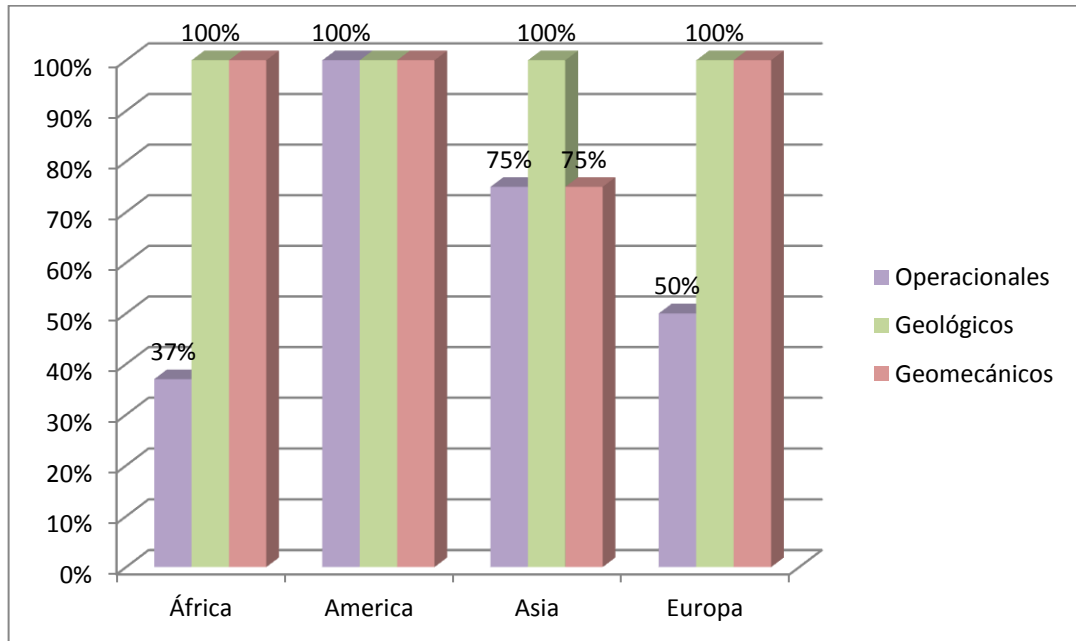
El resultado del análisis realizado a la totalidad de los pozos muestra que los problemas geológicos se presentaron en todos los pozos con un porcentaje del 100%, seguido por los problemas geomecánicos 95% y por último los problemas operacionales 68% como se muestra en la gráfica 1.

Gráfica 1. Resultados de análisis general de los problemas presentados en la totalidad de los campos



Los problemas ocasionados por los aspectos geomecánicos representan un 100% en África, América y Europa, mientras en Asia equivale a un 75%. Asia presenta el porcentaje más alto de los problemas por fallas operacionales con un 75%, seguido por Europa 50% y África 37%. (Gráfica 2)

Gráfica 2. Resultado de análisis de los problemas por continentes



6.2 ANÁLISIS ASPECTOS OPERACIONALES

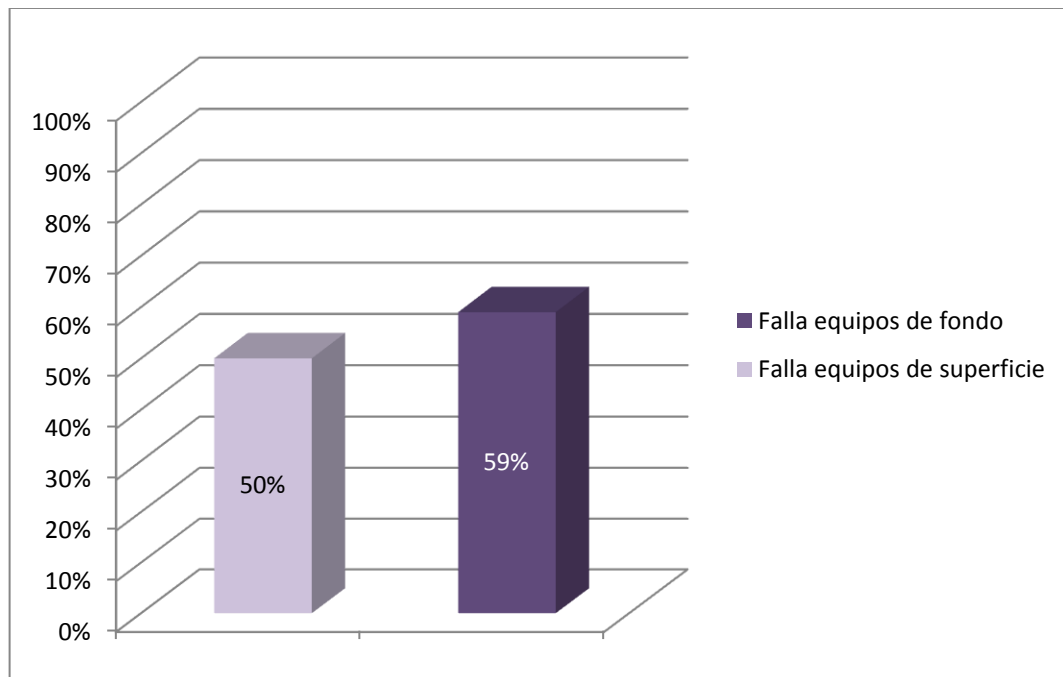
En la tabla 36 se indican los problemas operacionales por falla de equipos de superficie y fondo que se presentan en cada pozo.

Tabla 36. Aspectos Operacionales

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | PROBLEMAS OPERACIONALES | |
|---------|--------------|------------------|-----------------------------|------------------------|
| | | | Falla Equipos de Superficie | Falla Equipos de Fondo |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - |
| | | Greater plutonio | - | X |
| | | Dalia | - | - |
| | | Girassol | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | - | - |
| | | Usan | - | - |
| | | Bonga | - | - |
| | | Erha | X | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | X | X |
| | | Marlim | X | X |
| | | Lula | X | X |
| | | Barracuda | X | - |
| | EEUU | Mad dog | X | X |
| | | Thunder horse | X | X |
| | | Atlantis | - | X |
| | | Na kika | X | X |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | X |
| | | Kakap | - | X |
| | INDIA | Dhirubhai | X | X |
| | INDONESIA | Abadi | - | - |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | - | - |
| | | Foinaven | - | X |

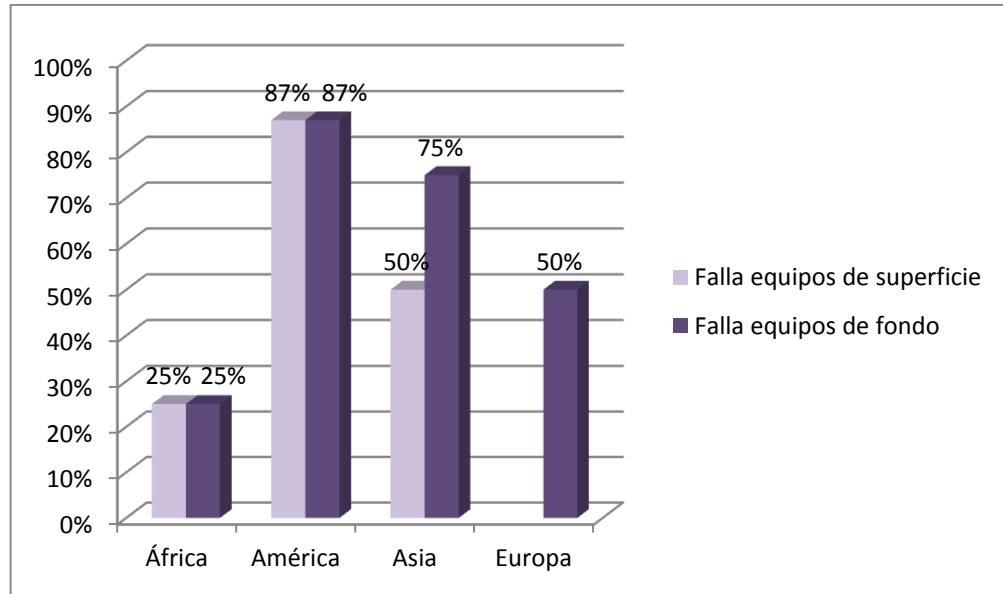
La mitad de los campos analizados presentan problemas operacionales afectados por la falla de equipos de superficie, y un poco más de la mitad representa los problemas por fallas en los equipos de fondo con un 59%. (Gráfica 3)

Gráfica 3. Resultado de análisis de problemas por fallas en equipos de superficie y fondo



Un 25% y 87% representa los problemas de África y América respectivamente por fallas de equipos de superficie y fondo. Asia con 50% por fallas de equipos en superficie y 75% en fondo; En Europa no se encontraron problemas por fallas en equipos de superficie y un 50% en equipos de fondo. (Gráfica 4)

Gráfica 4. Resultados de análisis de problemas por fallas en equipos de superficie y fondo, por continente.



6.2.1 ASPECTOS OPERACIONALES EN SUPERFICIE

Los aspectos operacionales en superficie fueron divididos en:

- ❖ Sistemas básicos que incluyen:
 - Sistema de elevación
 - Sistema de rotación
 - Sistema de circulación
 - Sistema de potencia
- ❖ Sistema de anclaje y posicionamiento
- ❖ Sistema de compensación de movimiento
- ❖ Equipo de salvamento

En la tabla 37 se indican los problemas presentados por fallas en los equipos de superficie.

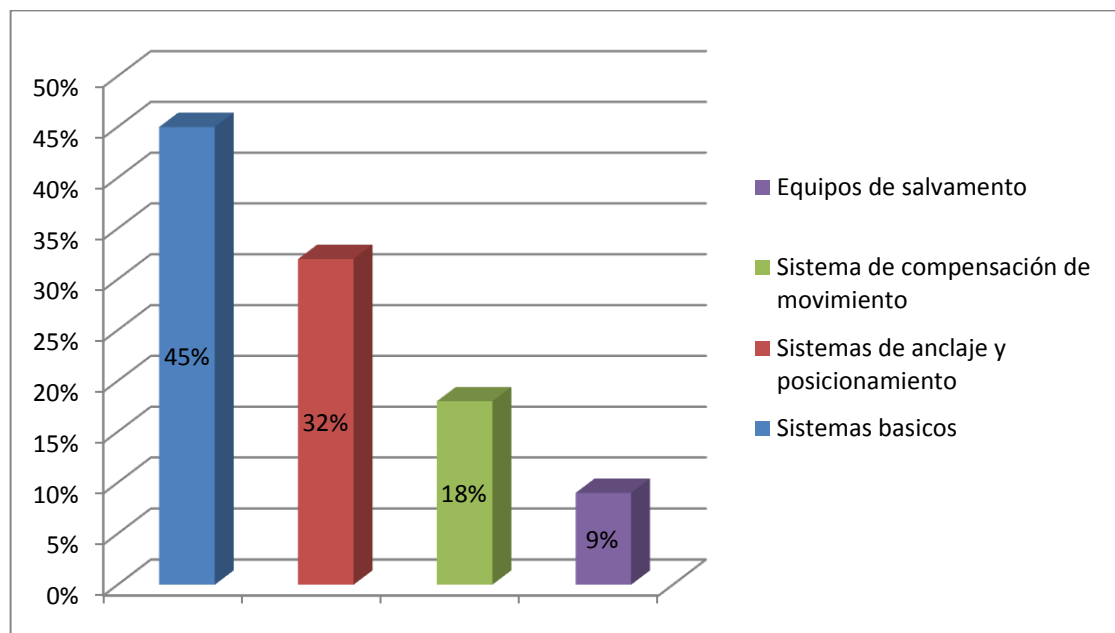
Tabla 37. Aspectos operacionales en superficie

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | FALLA EN EQUIPO DE SUPERFICIE | | | | | | |
|---------|--------------|------------------|-------------------------------|---------------------|------------------------|---------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| | | | SISTEMAS BASICOS | | | | SISTEMA DE ANCLAJE Y POSICIONAMIENTO | SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO | EQUIPO DE SALVAMENTO |
| | | | SISTEMA DE ELEVACIÓN | SISTEMA DE ROTACIÓN | SISTEMA DE CIRCULACIÓN | SISTEMA DE POTENCIA | | | |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Greater plutonio | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Dalia | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Girassol | X | - | - | X | X | - | - |
| | NIGERIA | Agbami | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Usan | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Bonga | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Erha | X | X | X | X | X | X | |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | X | - | X | - | X | - | - |
| | | Marlim | X | - | X | - | X | X | - |
| | | Lula | X | - | - | X | - | - | - |
| | | Barracuda | - | - | X | - | X | - | - |
| | EEUU | Mad dog | X | - | - | - | - | - | - |
| | | Thunder horse | - | - | - | - | - | X | - |
| | | Atlantis | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Na kika | X | X | X | X | X | X | |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | - | - | X | - | - | - | - |
| | | Kakap | - | - | - | - | - | - | - |
| | INDIA | Dhirubhai | - | - | - | X | X | - | - |
| | INDONESIA | Abadi | - | - | - | - | - | - | - |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Foinaven | - | - | - | - | - | - | - |

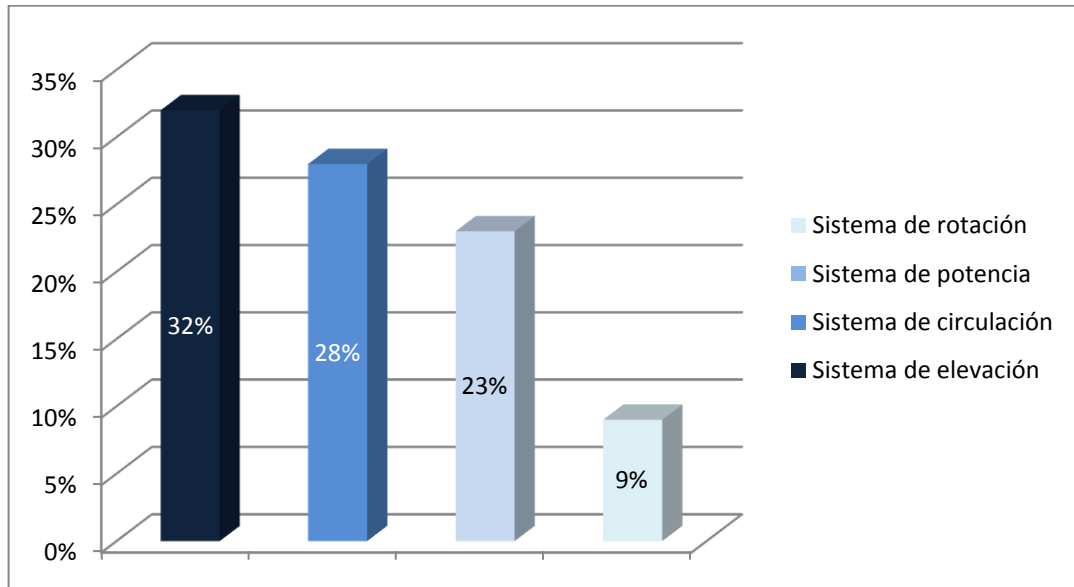
Los sistemas básicos presentaron mayores problemas operacionales con un 45%, el sistema de anclaje y posicionamiento presento fallas equivalentes a un 32%, seguido por un 18% que representa las fallas en el sistema de compensación de movimiento, dejando a los equipos de salvamento con el menor porcentaje 9%. (Gráfica 5).

Entre los equipos básicos el sistema de elevación fue el que fallo en la mayoría de los campos analizados, seguido por el sistema de circulación, potencia y rotación respectivamente. (Gráfica 6).

Gráfica 5. Resultados de análisis de problemas operacionales en superficie

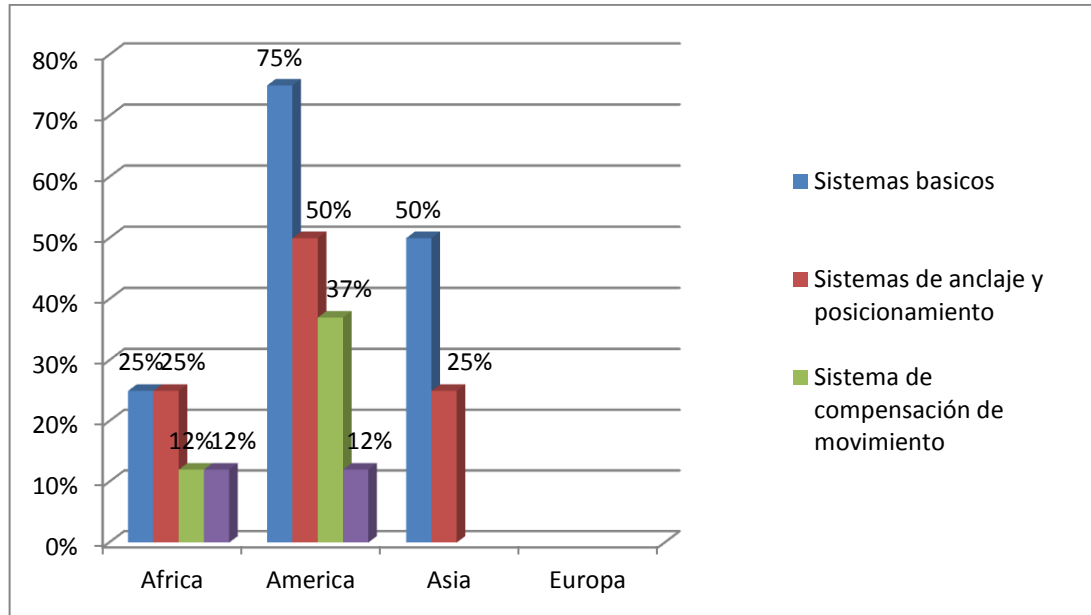


Gráfica 6. Resultado de análisis Sistemas básicos



América presenta altos porcentajes en los problemas ocasionados por falla de equipos de superficie, debido a q la mayoría de operaciones costa afuera se están desarrollando en el golfo de México y Brasil; Los porcentajes correspondientes a cada continente se pueden observar en la gráfica 7.

Gráfica 7. Resultados análisis de problemas operacionales en superficie, por continente.



6.2.2 ASPECTOS OPERACIONALES EN FONDO

Los aspectos operacionales en fondo se dividieron en:

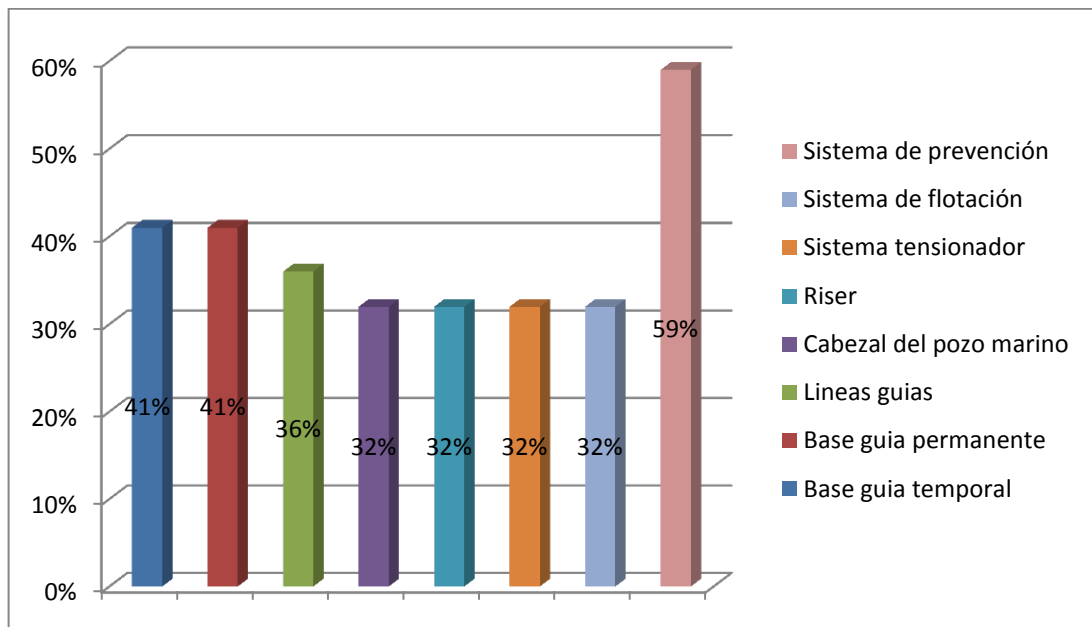
- ❖ Base guia temporal
- ❖ Base guia permanente
- ❖ Líneas guia
- ❖ Cabezal de pozo marino
- ❖ Conductor marino (Riser)
- ❖ Sistema tensionador
- ❖ Sistema de flotación
- ❖ Sistema de prevención

Tabla 38. Aspectos operacionales en fondo

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | FALLAS EN EQUIPO DE FONDO | | | | | | | |
|---------|--------------|------------------|---------------------------|----------------------|--------------|-------------------------|----------------------------------|------------------------|----------------------|------------|
| | | | BASE GUIA TEMPORAL | BASE GUIA PERMANENTE | LINEAS GUIAS | CABEZAL DEL POZO MARINO | CONDUCTOR MARINO (RISER) SISTEMA | TENSIONADOR SISTEMA DE | FLOTACIÓN SISTEMA DE | PREVENCIÓN |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Greater plutonio | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Dalia | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Girassol | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Usan | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Bonga | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Erha | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | X | X | - | - | - | - | - | X |
| | | Marlim | X | X | X | - | - | - | - | X |
| | | Lula | - | - | - | - | - | - | - | X |
| | | Barracuda | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | EEUU | Mad dog | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Thunder horse | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Atlantis | - | - | - | - | - | - | - | X |
| | | Na kika | X | X | X | X | X | X | X | X |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | X | X | X | X | X | X | |
| | | Kakap | - | - | - | - | - | - | - | X |
| | INDIA | Dhirubhai | X | X | X | X | X | X | X | |
| | INDONESIA | Abadi | - | - | - | - | - | - | - | |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | Foinaven | - | - | - | - | - | - | - | X |

En el análisis realizado a los problemas presentados por fallas en los equipos de fondo se observó que los problemas más frecuentes ocurren con el sistema de prevención, base guía temporal y base guía permanente. (Grafica 8)

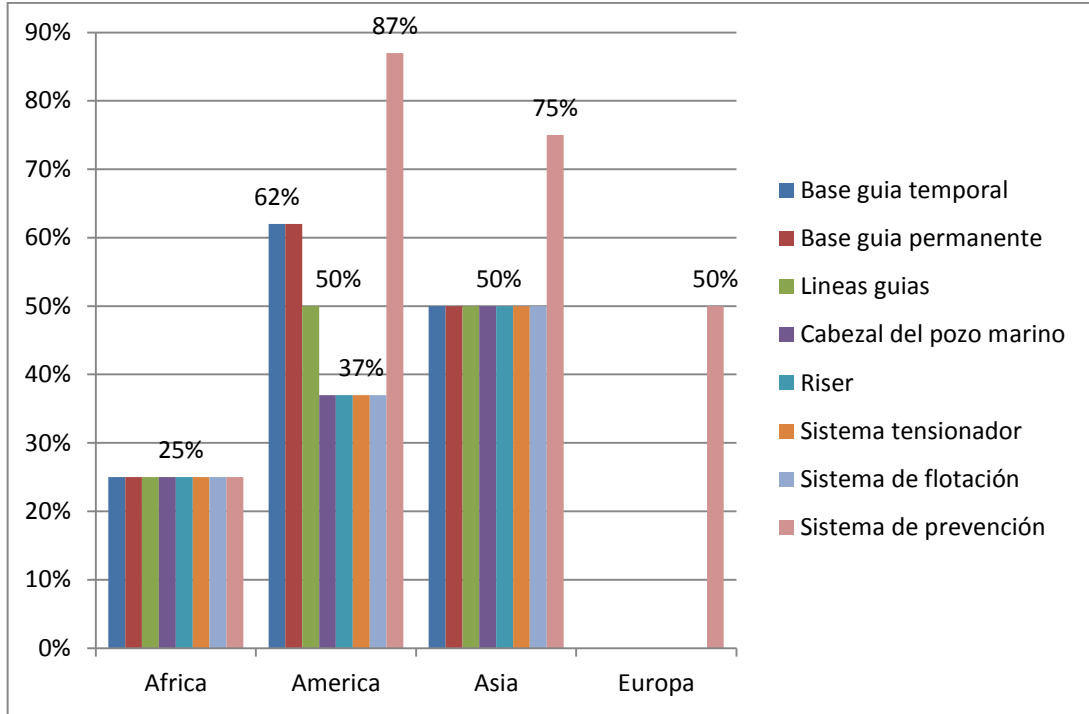
Gráfica 8. Resultados análisis de problemas operacionales de fondo.



De los campos analizados en Europa, solo se encontraron problemas en los sistemas de prevención, en cuanto a América se centra mayor atención en el porcentaje de los sistemas de prevención con un 87% que representa 7 campos de los 8 analizados. (Gráfica 9)

Cabe resaltar que en la búsqueda de la documentación para la base de datos se encontró bastante información de accidentes en América provenientes del Golfo de México y Brasil.

Gráfica 9. Resultados análisis de problemas operacionales de fondo, por continente.



6.3 ANÁLISIS ASPECTOS GEOLÓGICOS

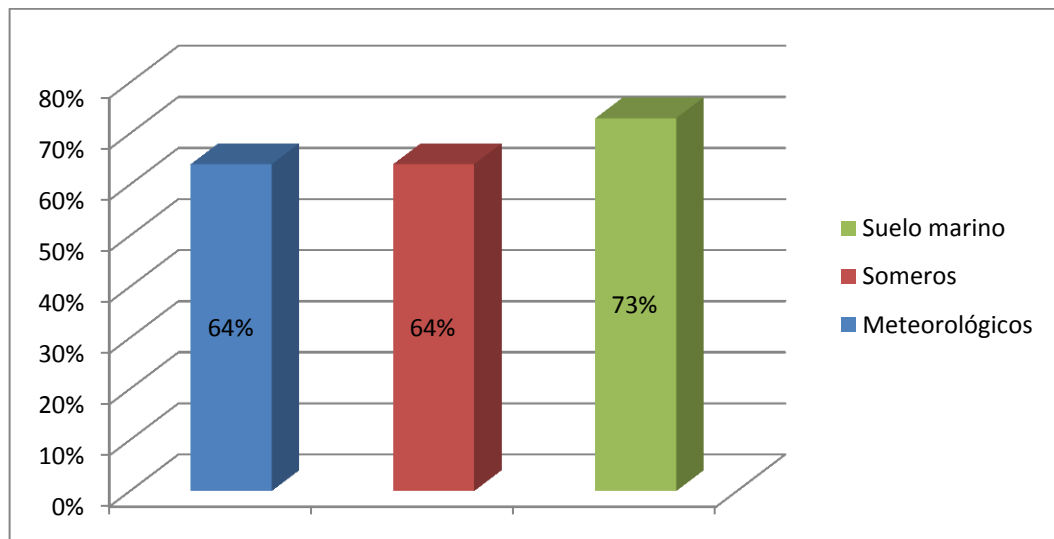
En la tabla 39 se indican los problemas geológicos ocasionados por la presencia de problemas meteorológicos, someros y del suelo marino.

Tabla 39. Aspectos geológicos

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | ASPECTOS GEOLÓGICOS | | |
|---------|--------------|------------------|---------------------------------|---------|--------------|
| | | | METEOROLÓGICOS Y OCEANOGRÁFICOS | SOMEROS | SUELO MARINO |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | X | - |
| | | Greater plutonio | - | X | X |
| | | Dalia | - | X | X |
| | | Girassol | X | X | - |
| | NIGERIA | Agbami | - | X | X |
| | | Usan | X | X | X |
| | | Bonga | X | - | - |
| | | Erha | X | X | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | - | X | X |
| | | Marlim | - | - | X |
| | | Lula | X | - | X |
| | | Barracuda | - | - | X |
| | EEUU | Mad dog | X | X | X |
| | | Thunder horse | X | X | X |
| | | Atlantis | X | X | X |
| | | Na kika | - | X | X |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | - | - |
| | | Kakap | X | X | X |
| | INDIA | Dhirubhai | X | - | - |
| | INDONESIA | Abadi | X | X | X |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | X | - | X |
| | | Foinaven | X | - | X |

Los problemas relacionados con los aspectos geológicos se presentaron más por causas del suelo marino con un porcentaje de 73%, seguido por una igualdad de 64% de problemas meteorológicos y someros. (Gráfica 10)

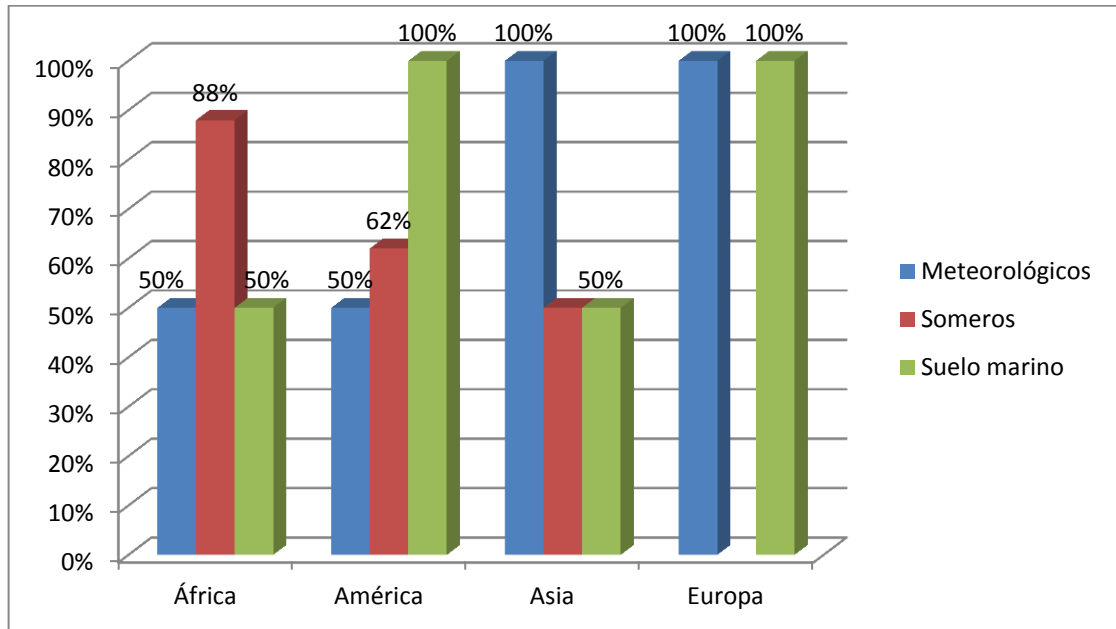
Gráfica 10. Resultados análisis de problemas geológicos



En Europa y América se presentaron problemas del suelo marino en la totalidad de los campos analizados, mientras en África y Asia solo en la mitad de los campos. Los problemas causados por aspectos someros se presentaron en África en un 88%, América 62%, Asia 50% y en Europa no se presentaron en ningún campo.

En Europa y Asia se encontraron problemas meteorológicos en todos los campos analizados y en América y África solo en la mitad de los campos.

Gráfica 11. Resultados análisis de problemas geológicos, por continente.



6.3.1 ASPECTOS METEOROLÓGICOS

Los aspectos meteorológicos y oceanograficos se dividieron en:

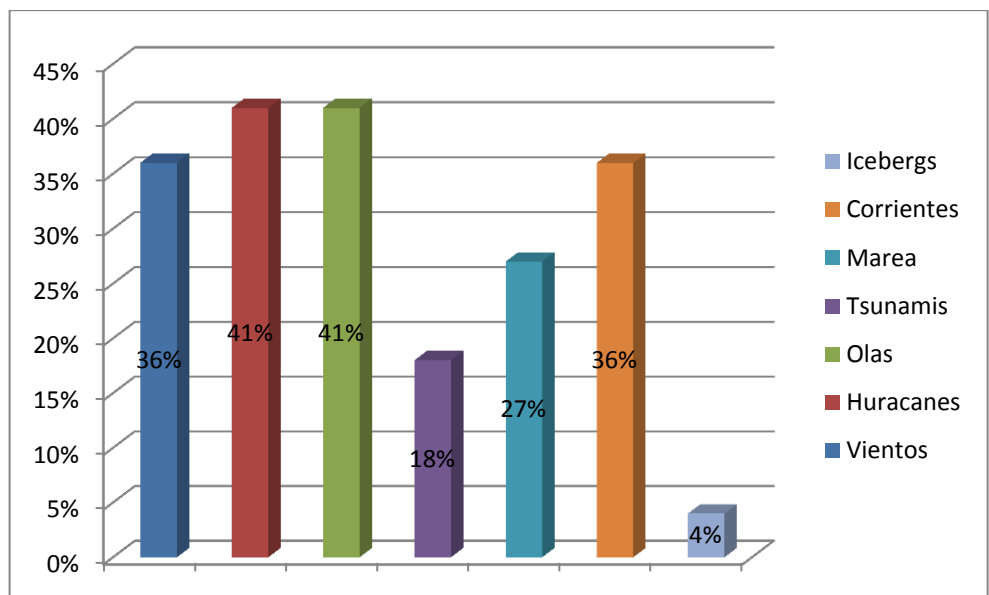
- ❖ Vientos
- ❖ Huracanes
- ❖ Olas
- ❖ Tsunamis
- ❖ Mareas
- ❖ Corrientes
- ❖ Icebergs

Tabla 40. Aspectos geológicos: meteorológicos y oceanográficos

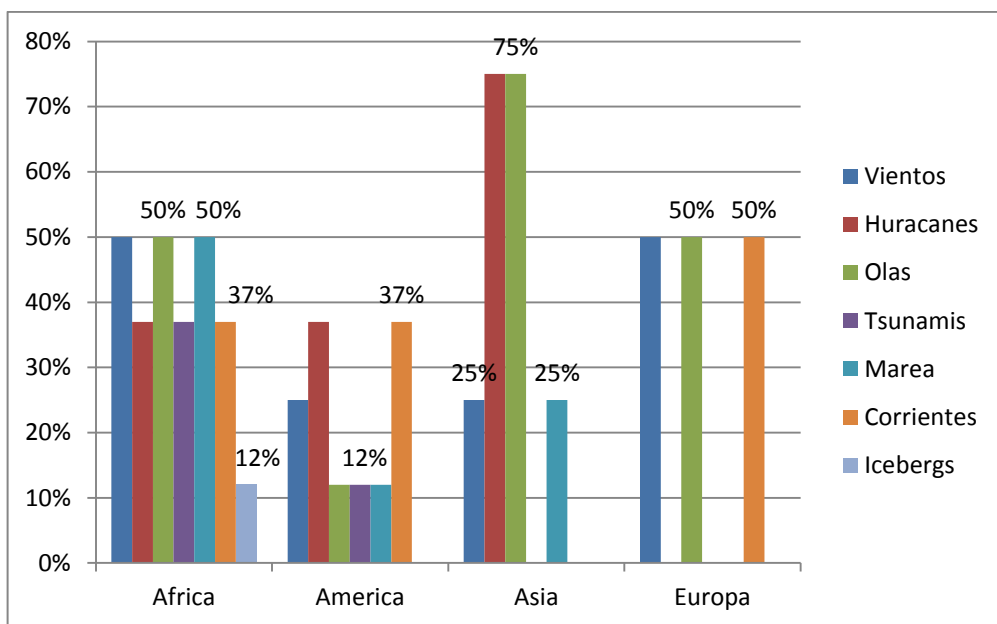
| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | ASPECTOS METEOROLÓGICOS Y OCEANOGRÁFICOS | | | | | | |
|---------|--------------|------------------|--|-----------|------|----------|-------|-----------|----------|
| | | | VIENTOS | HURACANES | OLAS | TSUNAMIS | MAREA | CORRIENTE | ICEBERGS |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Greater plutonio | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Dalia | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Girassol | X | X | X | X | X | X | - |
| | NIGERIA | Agbami | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Usan | X | X | X | X | X | X | - |
| | | Bonga | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Erha | X | - | X | - | X | - | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Marlim | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Lula | X | X | X | X | X | X | - |
| | | Barracuda | - | - | - | - | - | - | - |
| | EEUU | Mad dog | - | X | - | - | - | X | - |
| | | Thunder horse | X | X | - | - | - | - | - |
| | | Atlantis | - | - | - | - | - | X | - |
| | | Na kika | - | - | - | - | - | - | - |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | - | X | - | X | - | - |
| | | Kakap | - | X | X | - | - | - | - |
| | INDIA | Dhirubhai | - | X | X | - | - | X | - |
| | INDONESIA | Abadi | - | X | - | - | - | - | - |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | X | - | - | - | - | - | - |
| | | Foinaven | - | - | X | - | - | X | - |

En el análisis de problemas meteorológicos hubo mayor presencia de huracanes y olas con un porcentaje de 41%, seguido por vientos y corrientes marinas con un porcentaje de 36%. Los problemas de icebergs solo alcanzaron un 4% (Grafica 12). La división del análisis realizado por cada continente se puede ver en la gráfica 13 con sus respectivos porcentajes.

Gráfica 12. Resultados análisis de problemas meteorológicos.



Gráfica 13. Resultados análisis de problemas meteorológicos, por continente.



6.3.2 ASPECTOS SOMEROS

Los aspectos someros se dividieron en:

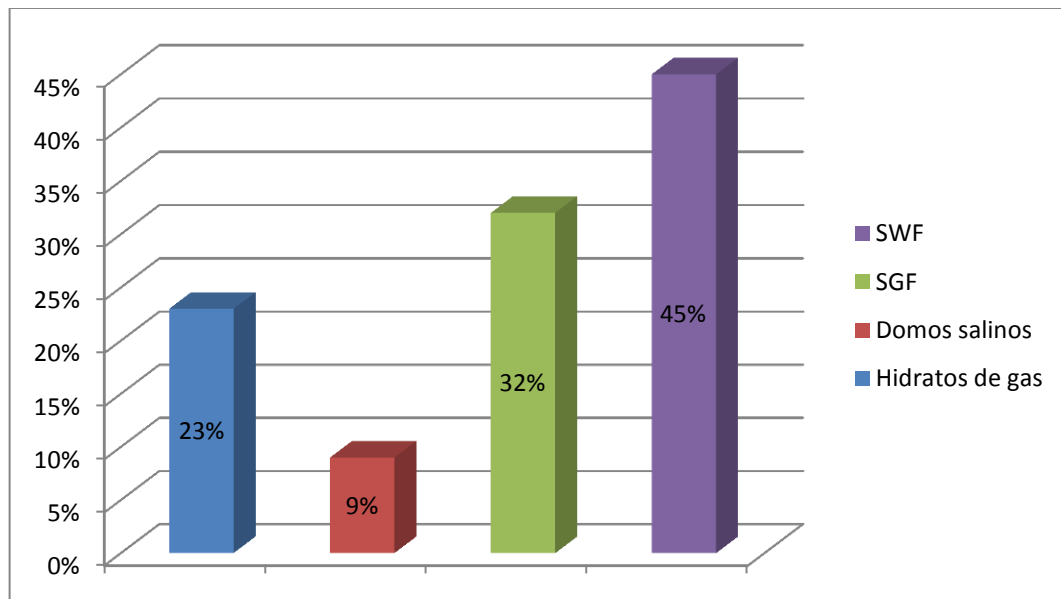
- ❖ Hidratos de gas
- ❖ Domos salinos
- ❖ Flujo somero de gas
- ❖ Flujo somero de agua

Tabla 41. Aspectos geológicos: someros

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | ASPECTOS SOMEROS | | | |
|---------|--------------|------------------|------------------|---------------|---------------------|----------------------|
| | | | HIDRATOS DE GAS | DOMOS SALINOS | FLUJO SOMERO DE GAS | FLUJO SOMERO DE AGUA |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - | X | X |
| | | Greater plutonio | X | - | - | - |
| | | Dalia | X | - | X | X |
| | | Girassol | X | - | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | - | - | X | X |
| | | Usan | - | - | X | - |
| | | Bonga | X | - | - | - |
| | | Erha | - | - | X | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | - | - | - | X |
| | | Marlim | - | - | - | - |
| | | Lula | - | - | - | - |
| | | Barracuda | - | - | - | X |
| | EEUU | Mad dog | - | - | - | - |
| | | Thunder horse | - | X | - | - |
| | | Atlantis | - | - | X | X |
| | | Na kika | - | X | - | X |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | - | - | - | - |
| | | Kakap | X | - | - | X |
| | INDIA | Dhirubhai | - | - | - | - |
| | INDONESIA | Abadi | - | - | - | X |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | - | - | - | - |
| | | Foinaven | - | - | - | - |

Los flujos someros de agua se presentaron en un porcentaje de 45% siendo el problema somero que más se presentó; Los flujos someros de gas, hidratos de gas y domos salinos se representaron en porcentajes de 32%, 23% y 9% respectivamente. (Gráfica 14)

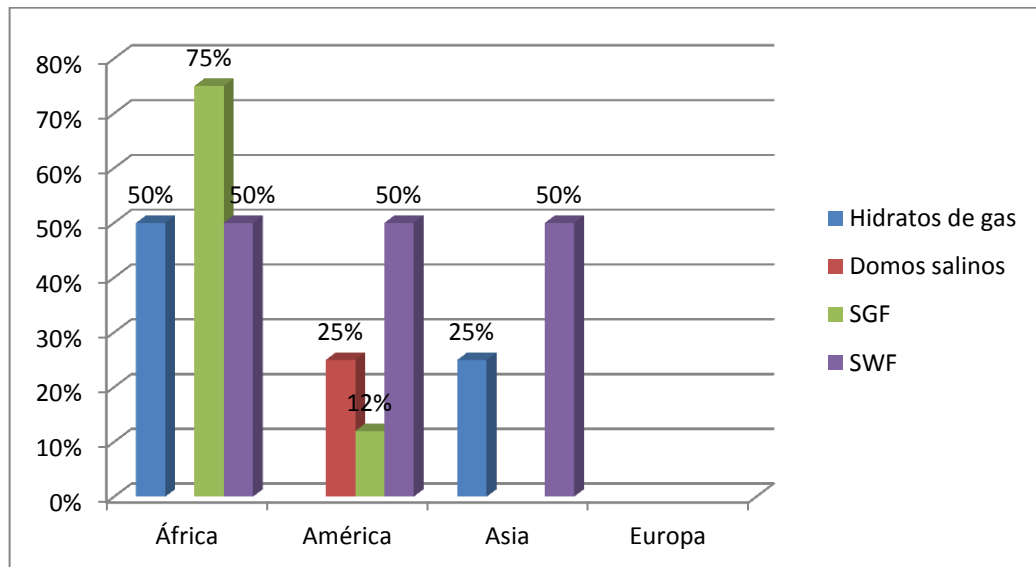
Gráfica 14. Resultados análisis de problemas someros



De los campos analizados en Europa ninguno presentó problemas someros; África no presentó problemas por domos salinos y presentó un 75% de problemas por flujos someros de gas y un 50% de problemas por hidratos de gas y flujos someros de agua.

En Asia solo se encontraron problemas de hidratos de gas 25% y flujos someros de agua 50%. América presentó problemas de flujos de agua 50%, domos salinos 25%, flujos someros de gas 12% y no presentó de hidratos de gas en los campos analizados.

Gráfica 15. Resultados análisis de problemas someros, por continente.



6.3.3 ASPECTOS SUELO MARINO

Los aspectos del suelo marino se dividieron en:

- ❖ Ventana de gas
- ❖ Volcanes de lodo
- ❖ Colapso de suelo
- ❖ Migración de suelo
- ❖ Deslizamiento de bloques
- ❖ Traslación de sedimentos

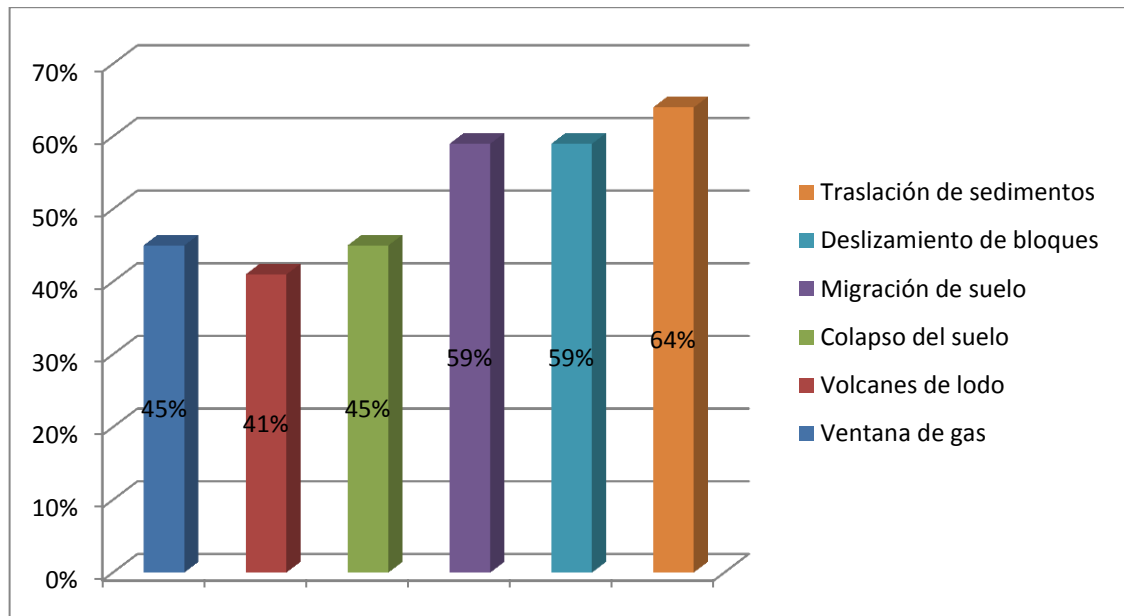
Tabla 42. Aspectos geológicos: suelo marino

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | ASPECTOS SUELO MARINO | | | | | |
|---------|--------------|------------------|-----------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------|---------------------------|--------------------------|
| | | | VENTANA DE GAS | VOLCANES DE LODO | COLAPSO DE SUELO, SIN TRANSPORTE | MIGRACION DE SUELO | DESPLAZAMIENTO DE BLOQUES | TRASLACIÓN DE SEDIMENTOS |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - | - | - | - | - |
| | | Greater plutonio | X | - | - | - | - | - |
| | | Dalia | - | - | - | - | - | - |
| | | Girassol | - | - | - | - | - | - |
| | NIGERIA | Agbami | X | X | X | X | X | X |
| | | Usan | - | - | - | - | - | - |
| | | Bonga | X | X | X | X | X | X |
| Erha | | - | - | - | - | - | - | |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | X | X | X | X | X | X |
| | | Marlim | X | X | X | X | X | X |
| | | Lula | X | X | X | X | X | X |
| | | Barracuda | - | - | - | X | X | X |
| | EEUU | Mad dog | - | - | - | X | X | X |
| | | Thunder horse | - | - | X | - | - | X |
| | | Atlantis | | | X | X | X | X |
| Na kika | | X | X | X | X | X | X | |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | - | - | - | - | - | - |
| | | Kakap | X | X | - | X | X | X |
| | INDIA | Dhirubhai | - | - | - | - | - | - |
| | INDONESIA | Abadi | X | X | X | X | X | X |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | X | X | X | X | X | X |
| | | Foinaven | - | - | - | X | X | X |

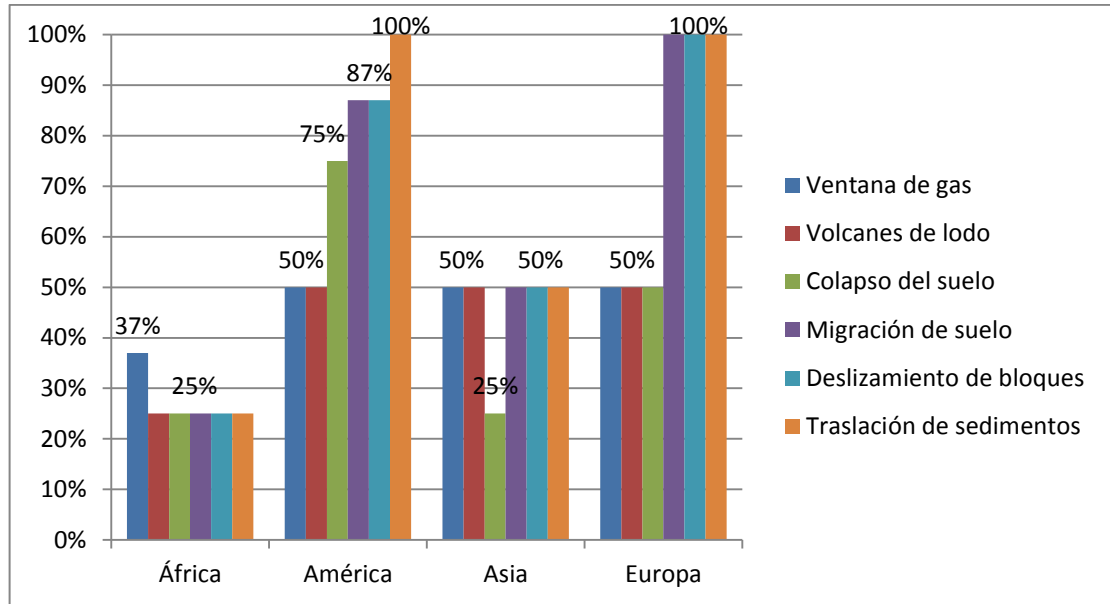
Los problemas de suelo marino la mayoría se dio por traslación de sedimentos con un 64%, deslizamiento de bloques y migración de suelo con un 59%, ventana de gas y colapso de suelo con un 45% y volcanes de lodo un 41%. (Gráfica 16)

Europa presento en todos los campos analizados problemas de traslación de sedimentos, deslizamiento de bloques y migración de suelo; La división del análisis realizado por cada continente se puede ver en la gráfica 17 con sus respectivos porcentajes.

Gráfica 16. Resultados análisis de problemas del suelo marino.



Gráfica 17. Resultados análisis de problemas del suelo marino, por continente.



6.4 ANÁLISIS ASPECTOS GEOMECÁNICOS

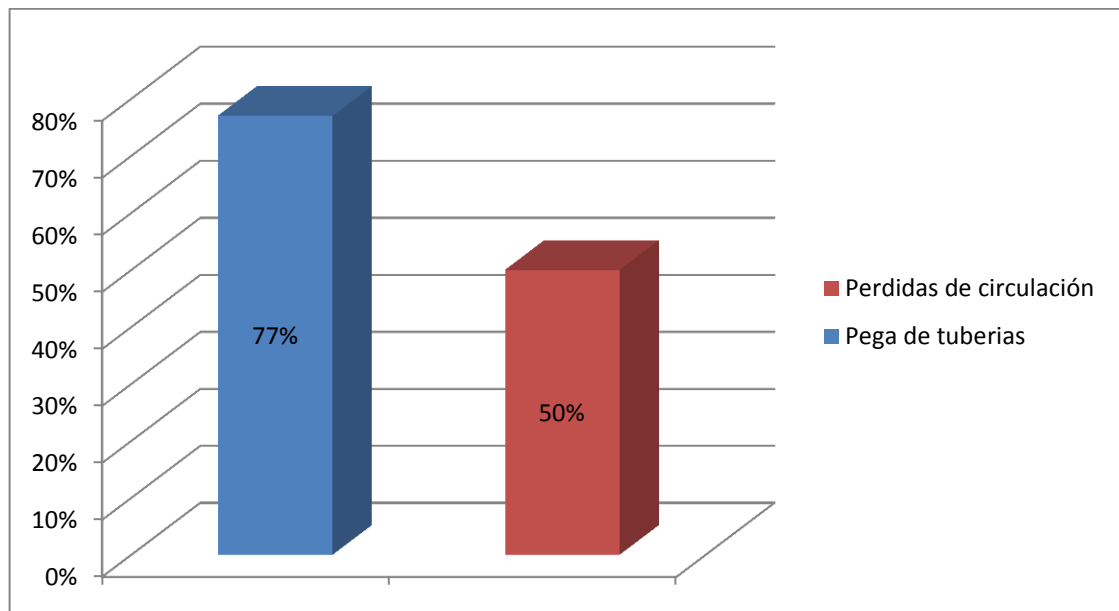
Los problemas geomecánicos son ocasionados por la presencia de pega de tubería y pérdidas de circulación.

Tabla 43. Aspectos geomecánicos

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | ASPECTOS GEOMECAÑICOS | |
|---------|--------------|------------------|-----------------------|-------------------------|
| | | | PEGAS DE TUBERÍA | PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | X | - |
| | | Greater plutonio | X | - |
| | | Dalia | X | - |
| | | Girassol | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | X | X |
| | | Usan | X | - |
| | | Bonga | X | X |
| Erha | | - | X | |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | X | X |
| | | Marlim | X | X |
| | | Lula | X | - |
| | | Barracuda | X | - |
| | EEUU | Mad dog | X | X |
| | | Thunder horse | - | X |
| | | Atlantis | X | - |
| | | Na kika | X | X |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | - |
| | | Kakap | - | - |
| | INDIA | Dhirubhai | - | - |
| | INDONESIA | Abadi | - | X |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | X | X |
| | | Foinaven | X | - |

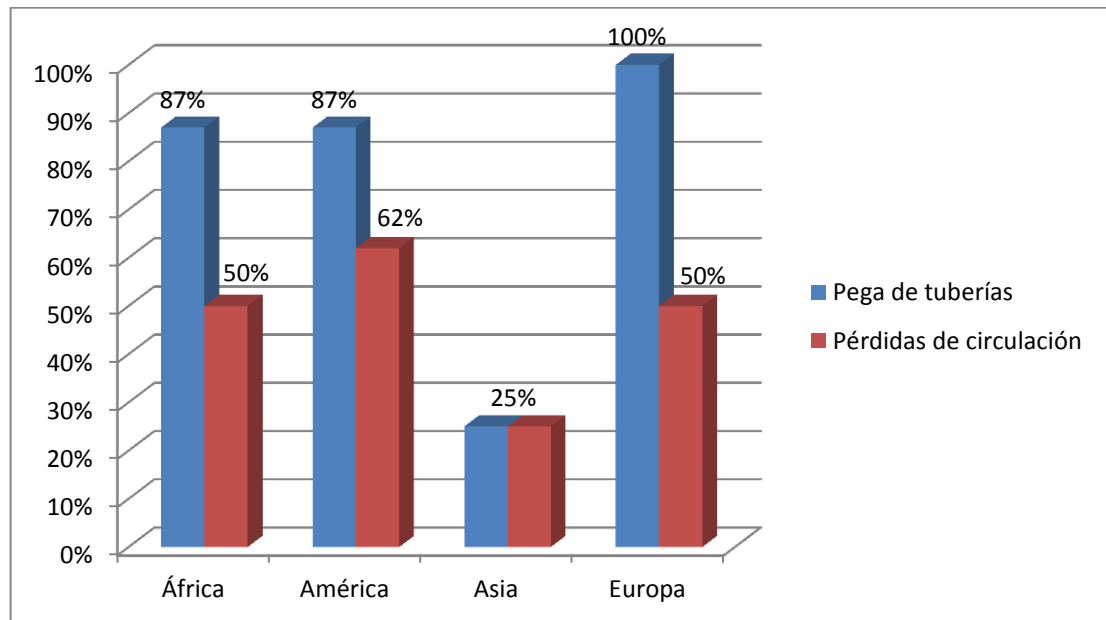
La pega de tuberías fue el problema que más se presentó en los campos analizados con un 77%, mientras que las pérdidas de circulación representan un 50% de los campos. (Gráfica 18)

Gráfica 18. Resultados análisis de problemas geomecánicos.



El análisis arrojó altos porcentajes por los problemas geomecánicos en Europa presento pega de tuberías en todos los campos y pérdida de circulación en la mitad los campos analizados, Asia con un 25% por pérdida de circulación y pega de tuberías, América 87% pega de tuberías y 62% por pérdidas de circulación y África con 87% por pega de tuberías, 50% por pérdidas de circulación. (Gráfica 19)

Gráfica 19. Resultados análisis de problemas geomecánicos, por continente.



6.4.1 PEGA DE TUBERÍA

Las pegas de tubería relacionadas con la geomecánica se dividieron en los siguientes mecanismos:

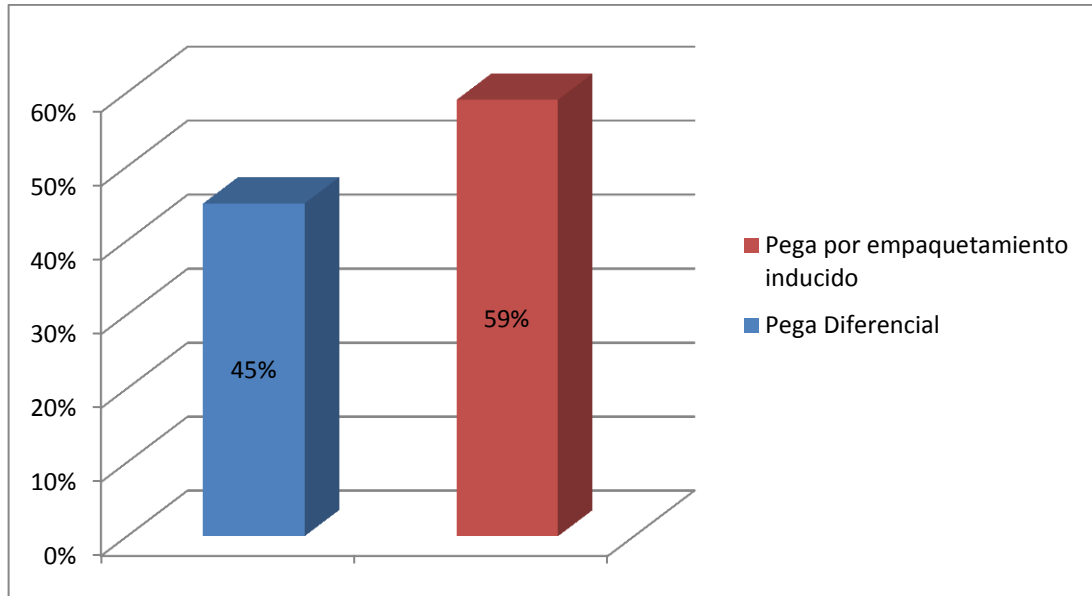
- ❖ Pega diferencial
- ❖ Pega por empaquetamiento inducido

Tabla 44. Aspectos geomecánicos: Pega de tubería

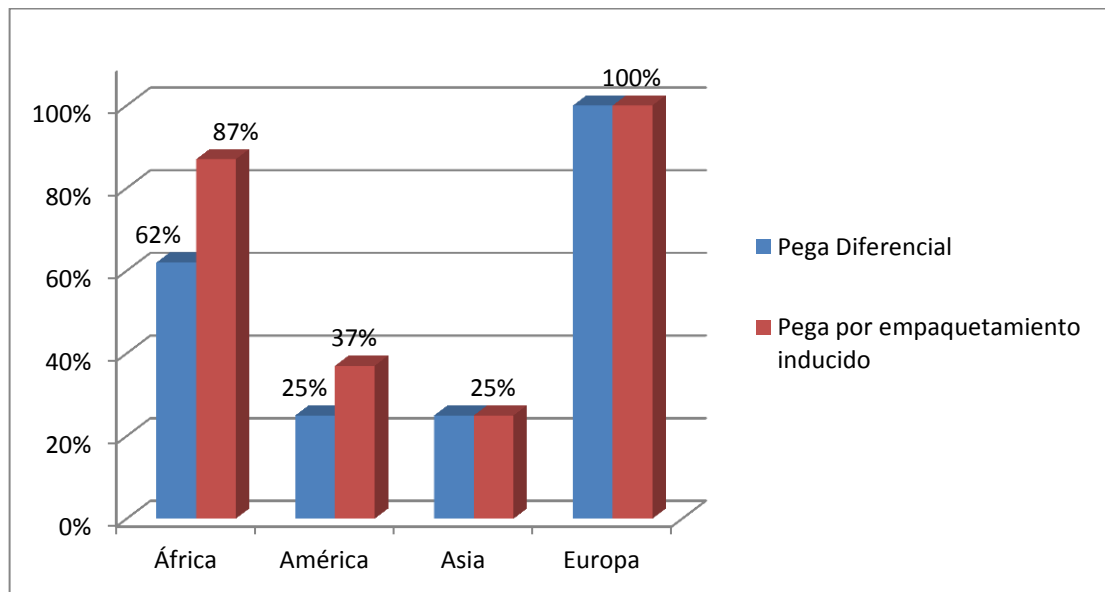
| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | Pega de tubería | |
|---------|--------------|------------------|------------------|-----------------------------------|
| | | | PEGA DIFERENCIAL | PEGA POR EMPAQUETAMIENTO INDUCIDO |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | X | X |
| | | Greater plutonio | - | X |
| | | Dalia | - | X |
| | | Girassol | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | X | X |
| | | Usan | X | X |
| | | Bonga | X | X |
| | | Erha | - | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | - | - |
| | | Marlim | X | X |
| | | Lula | - | - |
| | | Barracuda | - | - |
| | EEUU | Mad dog | - | X |
| | | Thunder horse | - | - |
| | | Atlantis | X | X |
| | | Na kika | - | - |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | X |
| | | Kakap | - | - |
| | INDIA | Dhirubhai | - | - |
| | INDONESIA | Abadi | - | - |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | X | X |
| | | Foinaven | X | X |

Los problemas de pega de pega por empaquetamiento inducido se dieron en un porcentaje de 59% de los campos y la pega diferencial en 45%.

Gráfica 20. Resultados análisis de problemas geomecánicos por pega de tubería.



Gráfica 21. Resultados análisis de problemas geomecánicos por pega de tubería, por continente.

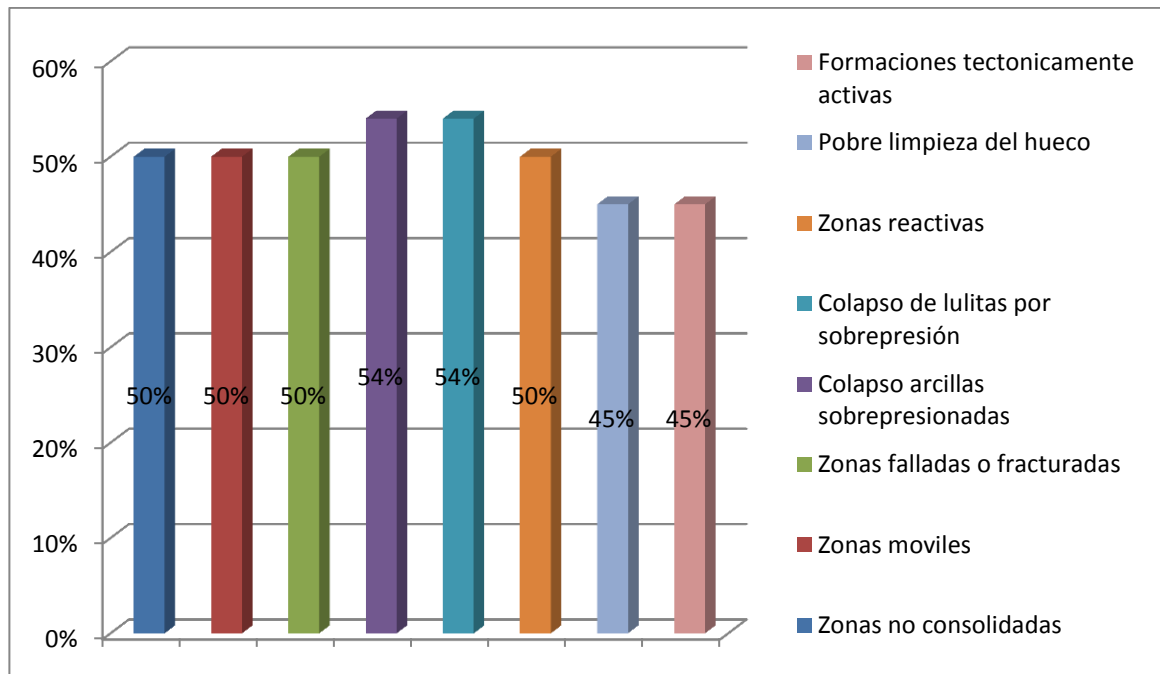


En Europa se presentaron los dos mecanismos de pega en todos los campos analizados, Asia presento una igualdad en los dos mecanismos con un 25%, en América pegas por empaquetamiento inducido en un 37% y 25% pega diferencial. Finalmente África pegas por empaquetamiento inducido con un 87% y 62% por pega diferencial.

Tabla 45. Aspectos geomecánicos: pega de tubería inducida por sólidos

| REGIÓN | PAÍS | CAMPO | PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO INDUCIDO POR SÓLIDOS | | | | | | | |
|---------|--------------|------------------|--|---------------|------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------|--------------------------|---------------------------------------|
| | | | ZONAS NO CONSOLIDADAS | ZONAS MÓVILES | ZONAS FALLADAS O FRACTURADAS | COLAPSO ARCILLAS SOBREPRESIONADAS | COLAPSO DE LUTITAS POR SOBREPRESIÓN | ZONAS REACTIVAS | POBRE LIMPIEZA DEL HUECO | FORMACIONES TECTONICAMENTE ESFORZADAS |
| ÁFRICA | ANGOLA | Cameia | - | - | X | - | - | - | - | - |
| | | Greater plutonio | X | - | - | X | X | X | - | - |
| | | Dalia | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Girassol | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | NIGERIA | Agbami | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Usan | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Bonga | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Erha | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AMÉRICA | BRASIL | Roncador | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Marlim | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Lula | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Barracuda | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | EEUU | Mad dog | - | X | - | X | X | - | - | - |
| | | Thunder horse | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Atlantis | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | | Na kika | - | - | - | - | - | - | - | - |
| ASIA | MALASIA | Kikeh | X | X | X | X | X | X | X | |
| | | Kakap | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | INDIA | Dhirubhai | - | - | - | - | - | - | - | |
| | INDONESIA | Abadi | - | - | - | - | - | - | - | |
| EUROPA | GRAN BRETAÑA | Rosebank | X | X | X | X | X | X | X | |
| | | Foinaven | X | X | X | X | X | X | X | |

Gráfica 22. Resultados análisis de problemas geomecánicos por pega de tubería inducida por sólidos.



La pega de tubería que más se presentó fue por colapso de lulas por sobrepresión y colapso de arcillas sobrepresionadas.

6.5 RECOPIACIÓN DE EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con el análisis de sensibilidad hecho a los 22 campos se muestra la relevancia de cada uno de los aspectos. (Tabla 47).

Tabla 46. Orden de prioridad de los aspectos basada en el análisis de sensibilidad

| RELEVANCIA DE LOS ASPECTOS | | |
|-----------------------------------|--------------------------------|---|
| 1. GEOLÓGICOS | 1. Suelo marino | 1. Traslación de sedimentos |
| | | 2. Deslizamiento de bloques |
| | | 3. Migración del suelo |
| | | 4. Colapso del suelo |
| | | 5. Ventana de gas |
| | | 6. Volcanes de lodo |
| | 2. Meteorológicos | 1. Huracanes y olas |
| | | 2. Vientos y corrientes |
| | | 3. Mareas |
| | | 4. Tsunamis |
| | | 5. Icebergs |
| | 3. Someros | 1. Flujo somero de agua |
| 2. Flujo somero de gas | | |
| 3. Hidratos de gas | | |
| 4. Domos salinos | | |
| 2. GEOMECÁNICOS | 1. Pega de tubería | 1. Pega por empaquetamiento inducido |
| | | 2. Pega diferencial |
| | 2. Pérdida de circulación | |
| 3. OPERACIONALES | 1. Falla equipos de fondo | 1. Sistema de prevención |
| | | 2. Base guía temporal y permanente |
| | | 3. Líneas guía |
| | | 4. Otros |
| | 2. Falla equipos de superficie | 1. Sistemas básicos |
| | | 2. Sistema de anclaje y posicionamiento |
| | | 3. Sistema de compensación |
| | | 4. Equipo de salvamento |

En resumen, se puede ver que los aspectos geológicos fueron los que causaron mayores problemas en los pozos analizados, siendo el suelo marino el que más

afectó a los problemas ocurridos, esto se debe a que las formaciones en aguas profundas y ultraprofundas las formaciones son recientes por lo tanto poco consolidadas y altamente reactivas; Los aspectos meteorológicos ocupan el segundo lugar debido a que el ambiente costa afuera es más hostil y las operaciones se ven constantemente afectadas por las implacables fuerzas de la naturaleza. Por último está en tercer lugar los problemas asociados a los aspectos someros los cuales representan un riesgo latente en el inicio de las operaciones.

Los campos analizados con respecto a los aspectos geomecánicos se vieron más afectados por las pegas de tubería que por las pérdidas de circulación, debido a que la mayoría de pozos son tipo desviado, para abarcar mayor área.

Las fallas operacionales que más se presentaron en los campos fueron fallas en los equipos de fondo, de los cuales se encuentra en primer lugar las fallas del sistema de prevención.

CONCLUSIONES

- ❖ Con base en la información requerida para el análisis, se construyó una base de datos soportada por documentos técnicos, seleccionando los campos que proporcionaron mayor información para evaluar los aspectos que causaron mayores problemas en las operaciones de perforación en dichos campos.

- ❖ Usando literatura especializada, se analizaron los aspectos operacionales, geológicos y geomecánicos de la perforación en aguas profundas y ultraprofundas en 22 campos alrededor del mundo, esta información permitió concluir que de los tres aspectos, el de mayor relevancia lo constituyen los aspectos geológicos, seguidos en orden de prioridad por los aspectos geomecánicos y finalmente los operacionales.

- ❖ En los aspectos geológicos los factores que presentaron mayores riesgos fueron los relacionados con el suelo marino, lo cual hace suponer que estas formaciones son jóvenes, poco consolidadas y por lo tanto generan inestabilidad. Los riesgos asociados a los aspectos meteorológicos y oceanográficos representan en las operaciones, tiempos de inactividad que no se pueden mitigar porque son fenómenos naturales. Sin embargo, con un buen seguimiento de estos fenómenos se pueden controlar pérdidas económicas, humanas y posibles impactos ambientales.

- ❖ Los problemas de pega de tubería demostraron ser el impase que más se presentó en el análisis realizado a los aspectos involucrados con la geomecánica, esto se debe a que la mayoría de los pozos costa afuera en

aguas profundas y ultraprofundas son tipo desviados, por la facilidad de perforar más pozos desde una misma plataforma.

- ❖ Los aspectos operacionales presentan más problemas en los equipos de fondo, esto ocasionado por que no cuentan con la experiencia suficiente y nuevas tecnologías en el diseño de los equipos de fondo, lo cual es un problema latente que puede tener consecuencias catastróficas.

RECOMENDACIONES

- ❖ Realizar un estudio por separado de cada uno de los aspectos, teniendo en cuenta los problemas, causas y mitigación de los diferentes riesgos presentados durante la perforación.
- ❖ Se recomienda efectuar un estudio detallado de la perforación de domos salinos ya que es el reto más próximo de la industria en los tiempos venideros.
- ❖ Elaborar un estudio de los aspectos geológicos, geomecánicos y operacionales durante la producción en aguas profundas y ultraprofundas
- ❖ Generar una metodología para la evaluación y mitigación de los riesgos, presentes durante la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas.

REFERENCIAS

- [1] R. ESPINOSA, «Equipos y componentes de una plataforma semisumergible de 6° generación,» [En línea]. Available: <http://es.scribd.com/doc/56073316/tesis>.
- [2] MAGAZINE OFFSHORE, «History of offshore,» 2007. [En línea]. Available: <http://www.offshore-mag.com/index/about-us/history-of-offshore.html>.
- [3] ENERGIES NOUVELLES, «The search for new oil and gas reserves - panorama 2013,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.ifpenergiesnouvelles.com>.
- [4] ENERGIES NOUVELLES, «Offshore Hydrocarbons - Panorama 2012,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.ifpenergiesnouvelles.com>.
- [5] M. DE MAN, «Plataformas costa afuera,» de *Conferencia del instituto iberoamericano de derecho marítimo - Perspectiva Canadiense*, Buenos Aires, 2009.
- [6] PEMEX, «Diagnóstico: Situación de Pemex,» [En línea]. Available: <http://www.pemex.com/>.
- [7] UNITED CANTABRIC PETROLEUM BLOG, «Estructuras y tipos de plataformas,» [En línea]. Available: <http://cantabricpetroleum.wordpress..>
- [8] «Equipos para la perforación marina. Capítulo IV,» Ciudad de México D.F..
- [9] M. DURÁ, Equipos Robóticos. Tecnología e Industria Petrolera.
- [10] R. LLARY E, «A Deepwater Guide Lineless Drilling System. SPE 5355,» [En línea]. Available: <http://www.onepetro.org/>.

- [11] L. M. HARRIS, Deepwater Floating Drilling Operations, Petroleum Published Company.
- [12] F. BARRANCO, Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas Mexicanas., México, 2012.
- [13] M. MACLACHLAN, An Introduction to Marine Drilling Outfield, 1987.
- [14] E. ARIZA, *Fundamentos en perforación de Pozos. Universidad Industrial de Santander*, Bucaramanga, 2009.
- [15] B. GERWICK, Construction of Offshore Structure. Awley Intuscience publication, USA, 1986.
- [16] A. & C. F. MCGRAY, Oil Well Drilling Technology. Second Edition, Oklahoma, 1963.
- [17] C. & M. L. ESPINOSA, Identificación de potenciales problemas operacionales y alternativas de control durante la perforación de pozos costa afuera en el mar caribe Colombiano, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander , 2010.
- [18] C. PASCHOA, «Kongsberg System Overview,» 2010. [En línea]. Available: <http://news.seadiscovery.com>.
- [19] J. J. & G. B. R. USABIAGA S, «Sistema de posicionamiento dinámico (SPD) y operaciones offshore,» [En línea]. Available: <http://upcommons.upc.edu/>.
- [20] CEDIP, «Técnicas Especiales de Perforación,» México, p. Capítulo 9.
- [21] MAR Y GERENCIA, «Platarormas petroleras,» [En línea].

- [22] G. & S. K. PINZON, Control de la presión en aguas profundas durante la perforación, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012.
- [23] WELL CONTROL SCHOOL, Manual de control de pozos, USA, 2003.
- [24] W. SILCOX, «Floating Drilling: The First 30 Years. Part 1.,» SPE 11660 PA.
- [25] Fox News, «Failed blowout preventer, a key piece of evidence in Gulf oil spill probe, brought to surface,» 4 Septiembre 2010. [En línea]. Available: <http://www.foxnews.com>.
- [26] L. STEWART, «La búsqueda de petróleo y gas,» 2011. [En línea]. Available: <http://www.slb.com>.
- [27] INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación, Dallas Texas.
- [28] COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, «La tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo,» Diciembre 2011. [En línea]. Available: <http://www.pemex.com>.
- [29] F. & M. S. LEYTE, Investigación Geotécnica, Geológica y de Cimentaciones en Plataformas Petroleras, Posgrados de ingeniería de la UNAM.
- [30] J. MARCANO, «Educación Ambiental,» [En línea]. Available: <http://www.jmarcano.com>.
- [31] NATIONAL GEOGRAPHIC, «Desastres Naturales: Tsunamis,» [En línea]. Available: <http://www.nationalgeographic.es>.
- [32] KAROON ENERGY INTERNACIONAL, «EIA Perforación Exploratoria: Oceanografía Física,» [En línea]. Available: <http://www.minem.gob.pe>.

- [33] J. ARANGO, «Corrientes Marinas,» [En línea]. Available: <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulosos>.
- [34] BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT, «BSEE,» [En línea]. Available: (<http://www.bsee.gov/>).
- [35] WIKIPEDIA, «Huracán Katrina,» [En línea]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Hurac%C3%A1n_Katrina.
- [36] A. FERNANDEZ, «Eroski consumer,» 21 Marzo 2011. [En línea]. Available: http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/naturaleza/2011/03/21/199576.php.
- [37] T. L. R. & U. T. COLLETT, «El creciente interés por los hidratos,» 2000. [En línea]. Available: <http://www.slb.com>.
- [38] M. C. M. & O. ALBURTO, «Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas,» 2000. [En línea]. Available: <http://www.slb.com/>.
- [39] SCHLUMBERGER, Oilfield Review, «Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas,» 2000. [En línea]. Available: <http://www.slb.com>.
- [40] L. DIAZ y V. & L. F. GARIBAY, «Catalogo de movimientos del suelo en el fondo marino,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.petroquimex.com>.
- [41] SCHLUMBERGER., «Geomecánica Centrada en el Pozo».
- [42] E. FJAER, Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition, Hungary , 1998.
- [43] PETROWORKS, «Procedimiento para Pegas de tubería durante la perforación,» [En línea].

- [44] M. A. SERRANO, «Prevención de Incidentes de Pesca y Herramientas de Pesca,» 2012.
- [45] J. ANGEL, Metodología para Identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecanica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros, Universidad Nacional de Colombia, 2012.
- [46] C. & P. R. BOWES, Drillers Stuck Pipe Handbook. Scotland, 1997.
- [47] R. D. S. H. E. & O. ABBAS, «Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación,» Oilfield Review. SCHLUMBERGER, 2004.
- [48] «Tema IV: Problemas de hoyo,» [En línea]. Available: <http://es.scribd.com/doc/52895658/11/Perdidas-de-Circulacion-13#page=41>.
- [49] Rialto Energy, «Offshore Energy Today.com,» 2 Abril 2012. [En línea]. Available: <http://www.offshoreenergytoday.com/>.
- [50] COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos, Diciembre 2011.
- [51] JAIMES, Luis. & QUINTERO, Ricardo Universidad Central de Venezuela. Tesis de Grado, Estado del arte en la Construcción de Pozos Direccionales con la tecnología Rotary Steerable System (RSS)., 2012.
- [52] FMC Technologies, [En línea]. Available: <http://www.fmctechnologies.com/Africa>.
- [53] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2013. [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/countries/>.

- [54] [En línea]. Available: www.subseaiq.com/data.
- [55] [En línea]. Available: <http://www.offshore-mag.com>.
- [56] [En línea]. Available: <http://www.cobaltintl.com/Projects/Camenia>.
- [57] [En línea]. Available: <http://www.bp.com/Projects/>.
- [58] CAMPBELL, Jim. 2008, «Greater Plutonio Angola Deepwater Project,» Paper OTC 19672.
- [59] G. STEWART, «Delivering Giant Wells in Angola,» Paper OTC 19673, 2008.
- [60] J. PEAK, Progressive Subsurface Management in a High Cost, Subsea Environment., Paper OTC 19674, 2008.
- [61] [En línea]. Available: <http://www.total.com/Projects/Dalia>.
- [62] D. PICARD y J. THEBAULT, «The Dalia Development Challenges and Achievements.,» Paper OTC 18538, 2007.
- [63] D. CAIE y E. CASSÉ, «Surface, Drilling, and well Completions Engineering,» Paper OTC 18539, Dalia Development, 2007 .
- [64] A. COURBOT y R. HANSEEN, «System Design and Flow Assurance for Dalia Operations.,» Paper OTC 18540, 2007 .
- [65] R. BOUCHET, L. BENOIT y J. AUTHIER, «Girassol Field Optimized Development.,» AAPG Internacional Conference. , Cancún, México., 2004. .
- [66] J. IDELOVICI y J. ZUNDEL, «Girassol: Two years after first oil. Active development activity with record production.,» Paper OTC 16575, 2004 .

- [67] L. THANE, J. LASSUS-DESSUS y D. DELAPORTE, «Girassol: Subsea well completion experience.,» Paper OTC 14207, 2002. .
- [68] A. GONZALEZ, P. GUYONNET y B. LEVALLOIS, «Repeated 4D monitoring of the Girassol field (Angola): Impact on reservoir Understanding and Economics.,» Paper OTC 18221, 2006. .
- [69] A. SERCEAU y R. PELLEAU, «The Girassol Development: Project Challenges.,» Paper OTC 14166, 2002. .
- [70] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION., «Background Nigeria,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/countries/nigeria.pdf>.
- [71] [En línea]. Available: <http://www.chevron.com/projects/agbami>.
- [72] E. SAS, J. PERE y P. SAVY, «Flexible pipe design Optimization for West Africa Deepwater: Agbami Production Riser Case Study.,» Paper OTC 19250, 2008.
- [73] H. HOLLISTER y J. SPOKES, «The Agbami Project: A World Class Deepwater Development.,» Paper OTC 16987, 2004.
- [74] D. CRAIG, «Agbami Field Development: Agbami Project: People and Partnerships Delivering a World Scale Field Development.,» Paper 20249 – MS., 2009. .
- [75] [En línea]. Available: <http://www.shell.com.ng/Projects/Bonga>.
- [76] S. FALODUN y M. KELLAS, « Optimal Horizontal Wellbore Placement Using New Drilling Technology In the Niger Delta - Bonga Field Case Study.,» Paper 18 – 0854., 2005.
- [77] H. ZHU, «Fluid Prediction In Bonga Main Field.,» Paper SEG 1756, 2009.

- [78] S. IYER, V. KIEL y B. MOMAH, «Bonga Water Injection: Subsea Design and Operability Challenges.,» OTC - 18339, 2006. .
- [79] [En línea]. Available: <http://www.exxonmobile.com/Projects/Erha>.
- [80] N. NOLOP, H. WANG, J. KAN y OTROS., «Erha and Erha North Development: Steel Catenary Risers and Offloading System.,» Paper OTC 18657., 2007.
- [81] S. DAY y G. PARKER, «Erha and Erha North Development: Erha Floating Production, Storage, and Offloading Vessel.,» Paper OTC 18659, 2007.
- [82] D. AUTIN, A. TIJANA y OTROS, «Erha and Erha North Development: Setting the Pace for Nigerian Content,» Paper OTC 18718, 2007.
- [83] [En línea]. Available: <http://www.fmctechnologies.com/America>.
- [84] «ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Background Brazil.,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/countries/Brazil.pdf>.
- [85] [En línea]. Available: <http://www.petrobras.com.br/Projects/roncador>.
- [86] R. JUINITI, J. SALIES y A. POLILLO, «Campos Basin: Lessons Learned and Critical Issues To Be Overcome in Drilling and Completion Operations.,» Paper OTC 15221, 2003..
- [87] C. DA COSTA, F. BORGES, R. BELLOT y M. ASSAYAG, «Campos Basin - 25 Years of Production and its Contribution to the Oil Industry.,» Paper OTC 15219.
- [88] L. CYSNE y M. MIHAGUTI, «Roncador Field Development: Reservoir Aspects and Well Development,» Paper OTC 19296, 2008.

- [89] R. LORENZATTO, R. JUINTI, J. GOMES y J. MARTINS, «The Marlim Field Development: Strategies and Challenges.» Paper OTC 16574, 2004. .
- [90] F. FORMIGLI y OTROS., «Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development: The Way Ahead,» Paper OTC 19953, 2009.
- [91] J. PARSHALL, «Presalt Propels Brazil into Oil's Front Ranks. Field Development Projects,» Abril 2010.
- [92] R. ARGIOLAS y M. ROSAS, «Barracuda and Caratinga Integrated Deepwater Site Investigation, Offshore Brazil.,» Paper OTC 15136.
- [93] L. MESSIAS DOS SANTOS, «Barracuda and Caratinga Development Project.,» Paper OTC 17052, 2005.
- [94] C. KUCHPIL, C. SOUZA, E. COELHO y OTROS., «Barracuda Subsea Helico-Axial Multiphase Pump Project.,» Paper OTC 24217, 2013. .
- [95] PEMEX., « Diagnostico: Situación Pemex».
- [96] N. TOOTILL, M. VANDENBOSSCHE y M. MORRISON, «Advances in Deepwater Pipeline Route Selection – A Gulf of Mexico Case Study.,» Paper OTC 16633, 2004.
- [97] Z. KHAF AJI, A. YOUNG, W. DEGROFF y G. HUMPHREY, «Geotechnical Properties of the Sigsbee Escarpment from Deep Soil Borings.,» Paper OTC 15158, 2003.
- [98] D. ORANGE, D. SAFER, P. JEANJEAN, Z. AL – KHAF AJI, G. RILEY y G. HUMPHREY, «Measurements and Modeling of the Shallow Pore Pressure Regime at the Sigsbee Escarpment: Successful Prediction of Overpressure and Ground-Truthing with Borehole Measurements,» Paper OTC 15201,

2003..

- [99] M. EFFENBERGER, G. ROSS, J. MARTINEZ, R. BECK y T. JENNINGS, «Wind Testing of a Dual Derrick.,» OTC 24262, 2013 .
- [100] D. DEKA, M. CAMPBELL y K. KAKAR, «Gulf of Mexico Wet Tree Deepwater Riser Concepts with Sour Service.,» Paper OTC 20437, 2010. .
- [101] R. MCINNES, R. ARNOLD y D. WIECZOREC, «Thunder Horse Ballistic Mitigation.,» Paper OTC 17691.
- [102] D. RAJASINGAM y T. FRECKELTON, « Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development.,» Paper OTC 16699, 2004. .
- [103] W. LUYTIES y T. FRECKELTON, «Na Kika - Novel Development in Record Water Deep.,» Paper OTC 16698, 2004. .
- [104] M. FAIRBURN, J. GAGE, D. KNOLL, M. LINDSAY y B. MILLER, «Na Kika – Host Construction for record water deep plataform.,» Paper OTC 16701, 2004. .
- [105] R. JENKINS, S. MCFADYEN, J. WEBER y T. SAIFUZZAMAN, «Kikeh Development: Project Overview.,» Paper OTC 19481, 2008. .
- [106] R. CHAN, B. TERRY, D. DIXON y F. GARD, «Kikeh Development: Challenges in Implementing a Smart Field.,» Paper OTC 19469, 2008..
- [107] W. TAMARA, K. SELAMAT, J. OMAR y R. DESORMEAUX, « Kikeh Development: Delivering World Class Completion Performance.,» Paper OTC 19467, 2008. .
- [108] LANGLEY y C. James., «Providing "Mega Project" Topsides Facilities in

- Deepwater Malaysia.,» Paper IPTC 12382, 2008. .
- [109] R. BURTON, E. DAVIS, R. HODGE, R. GILBERT, N. ABDELMALEK y M. BAILEY, «Subsea Development of Shallow, Low-Pressure Gas Reservoirs Using High Performance Well Designs.,» Paper SPE 74365, 2002. .
- [110] C. HADLEY, D. PETERS, A. VAUGHAN y D. BEAN, «Gumusut - Kakap Project: Geohazard Characterisation and Impact on Field Development Plans.,» Paper IPTC 12554, 2008..
- [111] RELIANCE INDUSTRIES LIMITED., « Field Development Plan of MA Field (Dhirubhai) Approved.,» 2008.
- [112] P. KULKARNI, «India's First Deepwater Offshore Field Showcases Ingenuity. JPG.,» 2010.
- [113] C. JAIN, S. YERRAMILI y R. i. YERRAMILI, «A Case Study on Blowout and Its Control in Krishna-Godavar».
- [114] [En línea]. Available: <http://www.impex.com/Projects/abadi>.
- [115] I. ANDITYA, P. NUGRAHANI, A. SATYANA y S. S., «Exploration Hot Zones In Kalimantan And Eastern Indonesia: A Two Decade Review.,» Paper SEG 2006 - 0671, 2006. .
- [116] J. KORLOO, «Indonesia Deepwater Field development Technical, Contracting, and Execution Challenges.,» Paper SPE 109137, 2007.
- [117] J. KORLOO y D. THOMAS, «Design, Engineering, and Construction of Steel Catenary Risers for Indonesia Deepwater Field applications.,» Paper SPE 109641, 2007. .
- [118] S. BAGALA, I. MCWILLIAM, T. O'ROUKE y C. LIU, «Real -Time

Geomechanics: Applications to Deepwater Drilling.,» Paper SPE 137071, 2010. .

[119] R. THOMAS y W. MACKENZIE, «Exploration Performance of North West Europe.,» Paper SPE 109057, 2007. .

[120] G. NEWCOMBE y S. YOUNG, «The Foinaven Field.,» Paper SPE 71808, 2001. .

[121] R. BRARRESEN y H. KRAFFT, «PETROJARL FOINAVEN - A West of Shetland Challenge.,» Paper OTC 5052, 1996. .

[122] D. HOWES, M. CROPPER y G. PRISE, «Foinaven: A Basis of Design for Development Wells.,» Paper OTC 8051, 1996. .

[123] dfghjklñ.