

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN
OFFSHORE EN BLOQUES FRENTE A LAS COSTAS DE LOS
DEPARTAMENTOS DE BOLÍVAR, ATLÁNTICO Y MAGDALENA EN EL
CARIBE COLOMBIANO**

KARINA ANDREA MAYORGA RIBERO

HÉCTOR ROJAS SANTOS

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

2018

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN
OFFSHORE EN BLOQUES FRENTE A LAS COSTAS DE LOS
DEPARTAMENTOS DE BOLÍVAR, ATLÁNTICO Y MAGDALENA EN EL
CARIBE COLOMBIANO**

**KARINA ANDREA MAYORGA RIBERO
HÉCTOR ROJAS SANTOS**

Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO

MSc. Ingeniería de Petróleos

Codirector

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ph.D. Ingeniería Química

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

2018

DEDICATORIA

A Dios por permitirme la vida, llenarme de bendiciones, alegrías y triunfos.

A mi madre, Amanda, por su gran amor y apoyo, por enseñarme la valentía con que se afronta la vida, por ser esa mujer admirable y a quien le debo lo que soy.

A mis hermanos, Fredy y Sandra, por su compañía y constante motivación en mis proyectos, en especial en esta etapa de mi vida.

A mi sobrina, Valentina, quien con su cariño y compañía me ha enseñado a valorar los pequeños detalles de la vida.

A toda mi familia, por mostrarme la importancia de la unión y el amor, por recordarme que los triunfos se alcanzan cuando se trabaja por ellos.

A mis amigos, quienes siempre me acompañaron durante mi carrera, con quienes compartí sonrisas, alegrías y angustias, en especial a Karina, mi compañera de tesis, por respaldarme y por apoyarme en este reto, por su compromiso y entrega.

Héctor Rojas

DEDICATORIA

A mi madre, Elizabeth Ríbero, la mujer ejemplar a quien le debo mi vida y la mujer que hoy soy, por darme su apoyo incondicional, su consejo oportuno, su fuerza interior y espiritual, su mano protectora e impulsadora para luchar persistentemente hasta alcanzar mis objetivos.

A mis hermanos, Yuly Paola Mayorga y Marcos Adolfo Mayorga, por estar presentes en cada paso que doy, apoyándome con el más puro afecto y la más firme energía, por ser los pilares de esta construcción.

A mis sobrinas, Luna Fernanda y Sol Ángel, quienes son mi fuente de inspiración, el emblema de mi existencia y la luz de mi camino.

A la Doctora Carmenza Suárez, por ser la mujer ejemplar, buena, íntegra e inteligente quien me ha inspirado a ser una persona correcta, preparada y fuerte. A la Sra. Lucila Pimiento e hija Dámaris Senséi, quienes me acogieron y me brindaron el calor de hogar en esta ciudad.

A todos mis amigos, por rodearme de buena energía y acompañarme durante tantos años de estudio, trabajos, risas y llantos, especialmente, a Ángela Herrera, mi amiga leal. A mi amigo Héctor Rojas, por aportarme tantos conocimientos para crecer profesional y personalmente, por trabajar conmigo con disciplina y dedicación y hacer posible subir este escalón.

Karina Mayorga

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser nuestro guía y compañía constante, por permitirnos tantos triunfos durante este trayecto de nuestras vidas y por permitirnos cumplir una meta más.

Al profesor Néstor Fernando Saavedra Trujillo, Magister en Ingeniería de Petróleos y director del proyecto, por su confianza, orientación y colaboración oportuna durante el planteamiento y desarrollo de este trabajo.

Al profesor Emiliano Ariza León, Doctor en Ingeniería Química, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos y codirector del proyecto de grado, por sus consejos y ayuda para la culminación exitosa de este trabajo.

A la profesora Diana Minerva José José, Ingeniera de Petróleos, docente en Perforación de Pozos en Aguas Profundas de la Universidad Nacional Autónoma de México e ingeniera de diseño en PEMEX, por compartirnos parte de su experiencia y por su valiosa colaboración y aporte en la estructuración de este trabajo de investigación.

A todos nuestros amigos y compañeros de la universidad, con los cuales vivimos y compartimos momentos agradables, gracias por su amistad y apoyo oportuno en los momentos difíciles.

A la Universidad Industrial de Santander, en especial a los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos la mejor formación personal, integral y competente en la búsqueda de la realización profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por habernos recibido durante la movilidad académica, y por darnos valiosas herramientas y experiencias para nuestras vidas personales y profesionales.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. FENÓMENOS OCEÁNICOS Y CLIMATOLÓGICOS EN EL AMBIENTE DE PERFORACIÓN COSTA AFUERA.....	20
1.1 INFORMACIÓN METOCEÁNICA	20
1.1.1 Variables oceanográficas.....	21
1.1.2 Variables meteorológicas.....	28
1.1.3 Otras variables metoceanicas.....	33
2. PERFORACIÓN COSTA FUERA	37
2.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	37
2.1.1 Estructuras Marinas	37
2.1.2 Sistemas de Posicionamiento.....	79
2.1.3 Riser Submarino	89
2.1.4 Cabezal submarino.....	93
2.1.5 Sistema preventor de reventones BOP (Blowout Preventer).....	97
2.1.6 Estabilidad Hidrostática en Sistemas Flotantes.....	107
2.1.7 ROV (Remotely Operated Vehicle).....	113
2.2 COMPONENTES DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN PARA AGUAS PROFUNDAS	120
2.2.1 Sistema de izaje.....	120
2.2.2 Sistema Rotatorio.....	126
2.2.3 Sistema de Potencia	138
2.2.4 Sistema de Circulación.....	140
2.2.5 Sistema de Control.....	145
2.2.6 Equipo especial utilizado en la perforación marina.....	150
2.3 ETAPAS DE PERFORACIÓN.....	155
2.3.1 Etapa Riserless.....	155
2.3.2 Etapa Riser.....	159
3. METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN OFFSHORE.....	160

3.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN	160
3.1.1 Condiciones del sitio.	160
3.1.2 Características del yacimiento.	162
3.1.3 Condiciones ambientales.	163
3.2 FLUJO DE TRABAJO	163
3.2.1 Recopilación de Información.	164
3.2.2 Evaluación de Variables.	165
3.2.3 Selección de Equipos.	167
3.2.4 Resultados.	171
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN UN CASO ESTUDIO.....	172
4.1 LOCALIZACIÓN.....	173
4.2 MARCO GEOLÓGICO.....	173
4.2.1 Cuenca de la Guajira Offshore.....	174
4.2.2 Cuenca del Sinú Offshore.	175
4.3 INFORMACIÓN DEL CAMPO	177
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	179
5. CONCLUSIONES.....	181
6. RECOMENDACIONES	183
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	184

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Características de una ola oceánica ideal.	23
Figura 2. Interacción de sistemas de corrientes (Gerwick, 2007).	25
Figura 3. Las fuerzas mareales y elipse mareal.....	27
Figura 4. Representación gráfica de la dirección del viento.....	29
Figura 5. Representación gráfica de la velocidad viento.....	30
Figura 6. Rosa de corrientes, rosa de vientos, rosa de oleaje, gráfico combinado de rosas, respectivamente	32
Figura 7. a. Funcionamiento de la Ecosonda. b. Perfil obtenido con la ecosonda .	35
Figura 8. Perfil batimétrico obtenido con la técnica de Multi-beam. Adquisición de batimetría de alta resolución (Multi-beam).....	36
Figura 9. Clasificación de las Estructuras Marinas	37
Figura 10. Plataforma Tipo Jacket	40
Figura 11. Complejo de Plataforma Tipo Jacket	41
Figura 12. Plataforma por Gravedad (GBS).....	43
Figura 13. Plataforma tipo Torre Atadas	46
Figura 14. Plataforma tipo Torre Articulada	48
Figura 15. Esquema Torre con Doble Articulación.....	49
Figura 16. Plataforma Jack-Up	51
Figura 17. Vista frontal Jack-Up.....	53
Figura 18. Distribución de Jack-Up en el Mundo	54
Figura 19. Unidad TLP.....	56
Figura 20. Evolución Unidades TLP.....	58
Figura 21. Plataforma tipo SPAR.....	60
Figura 22. Evolución Plataformas tipo SPAR.....	62
Figura 23. Plataforma Semisumergible.....	63
Figura 24. Evolución Plataformas Semisumergibles.....	66
Figura 25. Esquema Barco de Perforación	70
Figura 26. Evolución Barcos de Perforación	72

Figura 27. Evolución en el Diseño de Sistemas Flotantes Datos tomados de Offshore Magazine 2010.....	78
Figura 28. Sistemas de fondeo	80
Figura 29. Esquema anclaje vertical mediante tendones de TLP	81
Figura 30. Diferencia entre sistemas de catenarias y de líneas dispersas	82
Figura 31. Esquema de una torreta	84
Figura 32. Izquierda: Esquema monoboya. Derecha: Monoboya posicionada mar adentro.....	85
Figura 33. Posicionamiento Dinámico de un buque de perforación	87
Figura 34. Riser marino en superficie	89
Figura 35. Sistema integrado Riser marino.....	90
Figura 36. Conjunto LMRP	92
Figura 37. Componentes de un cabezal submarino.....	95
Figura 38. Arreglo de Tuberías de Revestimiento con cabezales SMS 700 y SMS 800.....	96
Figura 39. Preventoras para Aguas Profundas	98
Figura 40. Preventores anulares.....	99
Figura 41. Preventor de arietes.....	101
Figura 42. Cuerpo de ariete ciego.....	101
Figura 43. Cuerpo de ariete de corte	102
Figura 44. Cuerpo de ariete ciego/cortador	103
Figura 45. Cuerpo de ariete de diámetro variable.....	104
Figura 46. Arreglo de preventores de reventones según Boletín API RP 53	105
Figura 47. Arreglo de BOP 15000 psi para Aguas Profundas.....	106
Figura 48. Partes de un Sistemas Flotantes	108
Figura 49. Movimientos de Traslación del Sistema Flotante.....	109
Figura 50. Movimientos de Rotación del Sistema Flotante	110
Figura 51. Libertad de Desplazamiento en cada Modo de Operación	111
Figura 52. Cálculo Libertad de desplazamiento	112
Figura 53. ROV.....	114

Figura 54. Partes elementales de un ROV	116
Figura 55. ROV bajo el mar	117
Figura 56. Vigila parámetros importantes como la corrosión	118
Figura 57. Clases de ROV's	119
Figura 58. Torre de perforación	121
Figura 59. Malacate	123
Figura 60. Bloques y cable de perforación.....	124
Figura 61. Izquierda: Bloque viajero. Derecha: Gancho	125
Figura 62. Mesa rotaria.....	127
Figura 63. Buje maestro.....	128
Figura 64. Izquierda: Cuñas. Derecha: Cuñas instaladas dentro de la mesa rotaria	128
Figura 65. Cuadrante o Junta Kelly ensamblada	129
Figura 66. Válvulas de seguridad de la Kelly	130
Figura 67. Unión giratoria y manguera de lodo	132
Figura 68. a. Broca tricónica de dientes de acero. b. Broca tricónica de insertos	134
Figura 69. a. Broca de diamante. b. Broca PDC	136
Figura 70. Equipo de perforación Top Drive (Motor elevable)	137
Figura 71. Motores eléctricos supliendo energía a bombas de lodo	139
Figura 72. Esquema sistema Diesel - Eléctrico	140
Figura 73. Izquierda. Zaranda vibratoria. Derecha. Hidrociclones	142
Figura 74. Tubo Vertical (Stand Pipe).....	143
Figura 75. Izquierda. Manguera y Unión Giratoria. Derecha. Manguera de Lodos	144
Figura 76. Izquierda. Estranguladores. Derecha. Válvula de estrangulamiento ..	147
Figura 77. Unidad de Acumuladores.....	148
Figura 78. Sistemas Desviadores para proteger el personal en plataforma	149
Figura 79. Diverter	150
Figura 80. Plataforma principal (Main Rig).....	153
Figura 81. Cubierta de producción (production deck)	154

Figura 82. Cubierta de almacenamiento (Cell deck)	154
Figura 83. Razonamiento de Trabajo.....	164
Figura 84. Diagrama de Flujo Solución.....	169
Figura 85. Localización Área de Estudio.....	173
Figura 86. Localización Área de Estudio.....	174
Figura 87. Columna Cronoestratigráfica Generalizada de la Cuenca de la Guajira	176
Figura 88. DrillTool. Resultados obtenidos sin almacenamiento	178
Figura 89. DrillTool. Resultados obtenidos considerando almacenamiento.....	179

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Denominación de profundidad según el Tirante de Agua	35
Tabla 2. Plataformas Tipo Jacket en el Mundo	42
Tabla 3. Plataformas por Gravedad en el Mundo	45
Tabla 4. Generaciones de las Plataformas Semisumergibles.....	68
Tabla 5. Ventajas y desventajas de Sistemas Flotantes.....	75
Tabla 6. Ejemplo Grados de Liberta para Cada Modo de Operación	113
Tabla 7. Tirante de agua de cada sistema flotante	161
Tabla 8. Profundidad máxima de trabajo según la clase de ROV.....	161
Tabla 9. Tirante de agua de cada sistema flotante	162
Tabla 10. Sistema flotante empleado de acuerdo con la geometría del yacimiento	162
Tabla 11. Cabezal empleado según diámetro de la TR Superficial	163
Tabla 12. Variables de Ingreso	166
Tabla 13. Variables de Proceso.....	167
Tabla 14. Resultados del Algoritmo	171
Tabla 15. Datos del campo de estudio.....	177

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN OFFSHORE EN BLOQUES FRENTE A LAS COSTAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE BOLÍVAR, ATLÁNTICO Y MAGDALENA EN EL CARIBE COLOMBIANO *

AUTORES: KARINA ANDREA MAYORGA RIBERO; HÉCTOR ROJAS SANTOS **

PALABRAS CLAVES: Perforación Offshore, Aguas Profundas, Aguas Ultraprofundas, Sistema Flotante de Perforación, Plataforma de Piernas Tensionadas, Plataforma Tipo SPAR, Plataforma Semisumergible, Barco Perforador, Riser Marino, Cabezal Submarino, Válvulas Preventoras de Reventones (BOP's), Vehículo Operado Remotamente (ROV).

DESCRIPCIÓN

La industria petrolera está orientada hacia el abastecimiento y la seguridad energética del país; uno de los cuatro puntos cardinales estratégicos para incrementar las reservas y mantener un sistema hidrocarburífero sostenible y eficiente para el bienestar de todos los colombianos es la implementación de actividades exploratorias y de perforación en las profundidades de las costas colombianas.

Pensando en contribuir al desarrollo del aspecto técnico e ingenieril de las operaciones de perforación offshore y ante el reconocimiento de la importancia de tomar todas las medidas de control para evitar el alto riesgo técnico, geológico y ambiental que implica esta actividad, se propone una metodología para seleccionar los equipos y unidades de perforación más recomendables en aguas profundas y ultraprofundas, tales como sistema de perforación flotante, cabezal submarino, arreglo de válvulas preventoras (BOP's) y vehículo operado remotamente (ROV), de acuerdo a parámetros determinantes asociados a condiciones específicas del sitio de interés y características del yacimiento. Posteriormente, se aplica la metodología a un caso de estudio en el caribe colombiano, frente a los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena.

De manera general, la metodología desarrollada se presenta en secuencia lógica mediante un flujograma, denominado razonamiento de trabajo, el cual está definido por cuatro etapas; recopilación de datos, donde se debe proporcionar cierta información representativa del sitio de interés; evaluación de variables, compuesta de variables de ingreso asociadas a los parámetros de selección (datos de ingreso) y, variables de proceso, las cuales son numéricas, de tipo acumulativo y están asociadas a los diferentes equipos disponibles; selección de equipos, la cual evalúa cada variable de proceso siguiendo el flujograma y, finalmente, resultados, donde se obtiene la valoración cuantitativa acumulada para cada variable de proceso para seleccionar el equipo mediante la interpretación de dicha valoración.

* Trabajo de Investigación

** Aspirantes al título de Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Néstor Fernando Saavedra Trujillo

TÍTULO: METHODOLOGY FOR THE SELECTION OF OFFSHORE DRILLING EQUIPMENT IN BLOCKS IN FROM OF THE COASTS OF THE DEPARTMENTS OF BOLIVAR, ATLANTICO AND MAGDALENA IN THE COLOMBIAN CARIBBEAN*

AUTHORS: KARINA ANDREA MAYORGA RIBERO; HÉCTOR ROJAS SANTOS**

KEYWORDS: Offshore drilling, Deep water, Ultra deep water, Floating Drilling System, Tension Leg Plattform, SPAR Platform, Semi-Submersible Platform, Drill Ship, Marine Riser, Submarine Head, Preventive Blowout Valves (BOP's), Remotely Operated Vehicle (ROV).

DESCRIPTION

The oil industry is oriented towards the supply and energy security of the; One of the four strategic cardinal points to increase reserves and maintain a sustainable and efficient hydrocarbon system for the well-being of all Colombians is the implementation of exploratory and drilling activities in the depths of the Colombian coasts.

Thinking of contributing to the development of the technical and engineering aspect of offshore drilling operations and recognizing the importance of taking all control measures to avoid the high technical, geological and environmental risk involved in this activity, a methodology is proposed for select the most recommended drilling equipment and units in deep and ultra-deep waters, such as floating drilling system, submarine head, preventer valve arrangement (BOP's) and remotely operated vehicle (ROV), according to determining parameters associated with conditions specific to the site of interest and characteristics of the site. Subsequently, the methodology is applied to a case study in the Colombian Caribbean, in front of the departments of Bolívar, Atlántico and Magdalena.

In general, the developed methodology is presented in logical sequence by means of a flowchart, called *work reasoning*, which is defined by four stages; *data collection*, where certain information representative of the site of interest must be provided; *evaluation of variables*, composed of income variables associated with the selection parameters (income data) and process variables, which are numerical, of cumulative type and are associated with the different available equipment; *equipment selection*, which evaluates each process variable following the flowchart and, finally, *results*, where the cumulative quantitative assessment for each process variable is obtained to select the equipment by interpreting said valuation.

* Research Work

** Oil Engineers Candidates of the Industrial University of Santander. Faculty of Physic-Chemical Engineering. Oil Engineering School. Director: MSc. Néstor Fernando Saavedra Trujillo

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera colombiana está enfocada en el incremento de reservas que permita aumentar la relación reservas/producción (R/P) que actualmente es de seis años (<https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Producci-n-de-Petr-l/ha9p-fkzn>); como eje estratégico para incrementar las reservas y mantener un sistema energético sostenible y eficiente para el bienestar de todos los colombianos, se ha iniciado una campaña de implementación de actividades exploratorias y de perforación en las profundidades de las costas colombianas. El reto es dirigirse hacia profundidades cada vez más grandes, con láminas de agua mayores tanto en el Pacífico, como en el Caribe, donde hay mayor presencia inversionista y ya se tienen algunos hallazgos.

A la fecha, la mayoría de los campos petroleros offshore han sido perforados con estructuras rígidas, sin embargo, a medida que aumenta la profundidad de perforación, es más elevado el costo de las plataformas fijas, ancladas al lecho marino, además de que éstas presentan inconvenientes operativos y no se pueden adaptar a ambientes marinos extremos en aguas profundas y aguas ultraprofundas, es decir, con láminas de agua con espesores mayores a 500 metros y superiores 1500 metros, respectivamente. La alternativa en estos casos son los Sistemas Flotantes de Perforación, que incluye las Plataformas de bases Tensionadas (TLP's), Plataformas tipo SPAR, Plataformas Semisumergible y Barcos Perforadores. Cada sistema flotante tiene características funcionales y aplicaciones particulares, que representa ventajas y desventajas, entre ellos.

Por otro lado, existen dos sistemas de cabezales comúnmente empleados en perforación en aguas profundas y ultraprofundas denominados SMS 700 Y SMS 800, los cuales cumplen con los requerimientos de resistencia a la presión interna y difieren entre sí en la capacidad de tuberías de revestimiento que pueden soportar según el diámetro externo de éstas.

Con el fin de analizar metódicamente los diferentes sistemas flotantes de perforación y sugerir el más recomendable, de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de interés y características del yacimiento, se plantea una metodología que permite hacer la selección, junto con el sistema de cabezal submarino óptimo, el arreglo de válvulas preventoras (BOP) y el vehículo operado remotamente (ROV).

La metodología sigue la secuencia lógica de un flujograma que contiene un algoritmo solución, denominado *razonamiento de trabajo*, conformado por cuatro etapas, que se deben seguir secuencialmente; la primera etapa es la *recopilación de datos*, donde se proporciona cierta información representativa del sitio de interés; la segunda etapa, *evaluación de variables*, compuesta de variables de ingreso asociadas a los parámetros de selección (datos de ingreso) y, variables de proceso, las cuales son numéricas, de tipo acumulativo y están asociadas a los diferentes equipos disponibles; la tercera etapa denominada *selección de equipos* evalúa cada variable de proceso siguiendo el algoritmo solución y, finalmente, se presentan los *resultados* como cuarta etapa, donde se obtiene la valoración cuantitativa total para cada variable de proceso que permite seleccionar el equipo mediante la interpretación de la puntuación obtenida. La metodología se aplica a un caso estudio en el Caribe Colombiano, frente a los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena.

1. FENÓMENOS OCEÁNICOS Y CLIMATOLÓGICOS EN EL AMBIENTE DE PERFORACIÓN COSTA AFUERA

1.1 INFORMACIÓN METOCEÁNICA

La información oceanográfica y meteorológica (metoceanica) comprende el estudio de la constitución, comportamiento y evolución del fondo oceánico y los litorales en su interacción con el océano¹. Dicha información es fundamental para la planeación operacional de los campos offshore (viabilidad del campo, selección de equipos de perforación, diseño de risers, etc.), y para manejar de manera eficiente los planes de contingencia en caso de un evento inesperado que pueda tener impacto ambiental.

De acuerdo con los lineamientos de la Norma ISO 19901-1:2005 (*Petroleum and natural gas industries, specific requirements for offshore structures. Part 1: Metocean design and operating considerations*), las variables oceanográficas y meteorológicas más relevantes a ser monitoreadas durante las diferentes fases operacionales de un campo costa afuera (offshore) y que se espera que sean medidas por el sistema de observación metoceanica son las siguientes:

Variables Oceanográficas

- Oleaje: Altura significativa del oleaje, periodo y dirección.
- Corrientes: Velocidad y dirección de la corriente en un número de profundidades a través de la columna de agua.
- Mareas (Movimiento periódico de ascenso y descenso del nivel de agua).
- Temperatura y salinidad.

¹ MATA JIMÉNEZ, Alfonso., QUEVEDO, Franklin. Diccionario didáctico de ecología. Segunda Edición. San José C.R.: Editorial de la Universidad de Costa Rica, 2005. p. 334.

Variables Meteorológicas

- Viento (perfiles, intervalos promedios y espectros de la velocidad y dirección).
- Temperatura del aire.
- Presión atmosférica².

Adicionalmente, variables meteoceánicas relevantes no contempladas en la Norma ISO 19901-1:2005: profundidad de la columna de agua (mareas y marejadas, datum mareal), entre otros parámetros (tsunamis, seiches, hielo marino, nieve).

1.1.1 Variables oceanográficas. Las fuerzas hidrodinámicas son fuerzas causadas por el movimiento del océano, las cuales surgen a través de las olas y corrientes marinas, contribuyendo a la carga ambiental aplicada a una estructura costa afuera, causando erosión alrededor de un objeto instalado en el lecho marino (como una cimentación o tubería), ocasionando movilidad del lecho marino y, en última instancia, inestabilidad del lecho marino en el campo libre.

✓ **Oleaje**

Las fuerzas de las olas a menudo constituyen el criterio de diseño dominante para las estructuras de fondo fijo ya que provocan el movimiento de las estructuras flotantes en los seis grados de libertad y, como tal, su consideración en el diseño offshore es esencial.

Olas superficiales

Son un tipo de olas presentes en la superficie de los océanos, generadas principalmente por el viento y se propagan a lo largo de la interfaz agua-aire.

² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Sondeo de Mercado para realizar: Desarrollo de ciencia y tecnología para el sector de hidrocarburos.

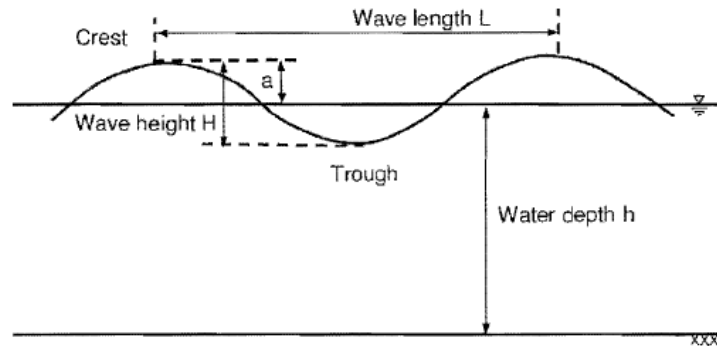
Las olas se forman cuando el viento causa presión y fuerzas de fricción que perturban el equilibrio de la superficie del agua y transfieren energía del viento en la energía de las olas. El viento que sopla sobre un mar en calma forma pequeñas ondulaciones. Las ondulaciones del agua superficial proporcionan una superficie propicia para que el viento actúe y haga crecer las olas en forma de ondulaciones. Cuando las ondulaciones se vuelven lo suficientemente altas como para interactuar con el flujo de aire, el viento se vuelve turbulento justo por encima de la superficie del agua, y el viento transfiere energía a las olas.

Las olas del océano, como cualquier oscilación, requieren una fuerza de restauración para devolver el equilibrio para que se propaguen. Las pequeñas ondulaciones se pueden restaurar por la tensión superficial, mientras que las ondas se restauran por gravedad; por lo tanto, las olas superficiales del océano también se conocen como "ondas de gravedad". Las olas superficiales del océano se pueden caracterizar por su longitud, altura y la profundidad de agua a la cual se propagan. Todos los demás parámetros, como las velocidades y aceleraciones del agua inducidas por ondas, se pueden determinar teóricamente a partir de estas cantidades.

Las características de una ola oceánica idealizada se ilustran esquemáticamente en la figura 1. El punto más alto de una ola se denomina "cresta" y el punto más bajo es "valle". La longitud de onda L es la distancia horizontal entre dos crestas de onda sucesivas (o entre dos canales de onda sucesivos) y la altura de una onda H es la distancia vertical entre el canal y la cresta. Una forma de onda oceánica ideal se caracteriza por ser sinusoidal, es decir, las crestas y valles tienen una forma idéntica y están separadas por una longitud de onda fija. El tirante o lámina de agua, h , se mide desde el nivel medio del mar (datum mareal) hasta el lecho marino. El tiempo para que dos crestas o valles sucesivos pasen por un punto particular se denomina "período de onda", T , y la distancia que

recorre la onda por unidad de tiempo se denomina "celeridad" de la onda C o, alternativamente, la "velocidad de fase" (o 'velocidad de la ola').

Figura 1. Características de una ola oceánica ideal.



Tomado de RANDOLPH, Mark., GOURVEC, Susan. Offshore Geotechnical Engineering. Primera edición. Spon Press. USA y Canadá. 2011

Olas internas

Son una clase de ondas de gravedad presentes en los océanos. Las ondas internas oscilan dentro, en lugar de en la superficie, de un medio fluido. Las olas oceánicas internas suelen actuar como la interfaz entre las cálidas aguas del océano superior y las aguas del océano más frías, saladas y, por lo tanto, más densas y profundas. La llamada termoclina típicamente se produce entre profundidades de agua de 100-200 m, pero las ondas internas se miden a profundidades posteriores de 1.000 m con una altura de ola de 60 m (Gerwick, 2007). La variación de densidad en las capas de agua adyacente a la termoclina es considerablemente menor que la variación de densidad en la interfaz aire-agua; en consecuencia, la fuerza de restauración y, por lo tanto, la energía para iniciar y propagar las ondas internas es menor que para las olas de la superficie. Las ondas internas viajan más lentamente que las ondas superficiales, con períodos típicos de varios minutos (aunque se han medido períodos de varias horas en el

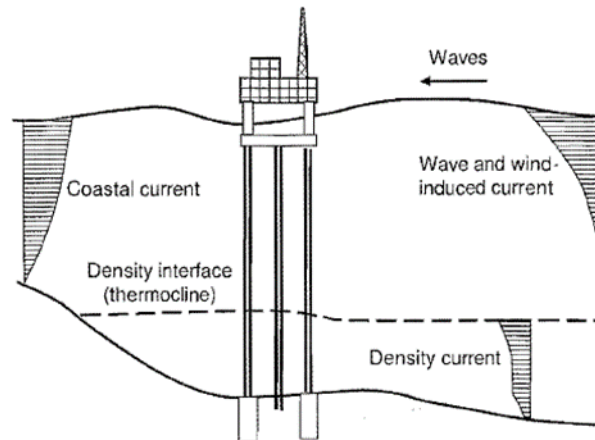
océano abierto), en comparación con períodos típicos de olas de viento de 5-15 segundos y periodos de oleaje típicos de 20-30 segundos.

✓ **Corrientes**

Las corrientes son responsables del movimiento continuo del agua de los océanos del mundo y del flujo en un patrón complejo, tanto horizontal como vertical. Las corrientes oceánicas afectan el agua costera y el océano abierto, el agua superficial y el océano profundo. Cerca de la costa, las corrientes son impulsadas por mareas, vientos locales y olas y pueden afectar la profundidad entera de la columna de agua. Las corrientes en el océano abierto ocurren tanto cerca de la superficie impulsado por los vientos globales, como en el océano profundo impulsado por la circulación termohalina, lo que significa circulación impulsada por variaciones de densidad en el agua debido a la temperatura (termo) y salinidad (halina), como se muestra en la figura 2. Las corrientes pueden tener un impacto significativo en las instalaciones en alta mar y, por lo tanto, son de interés para los ingenieros geotécnicos marinos. (Gerwick, 2007) destaca el desprendimiento de vórtices en las bandas y pilas y las vibraciones de líneas de cables y tuberías. El desprendimiento del vórtice puede provocar fugas en aguas poco profundas y en oscilaciones dinámicas cíclicas (llamadas vibraciones inducidas por torbellinos o VIV) de cables, amarres y tubulares tales como patas de la jackets y risers que conducen a la fatiga³.

³ RANDOLPH, Mark., GOURVEC, Susan. Offshore Geotechnical Engineering. Primera edición. Spon Press. USA y Canadá. 2011

Figura 2. Interacción de sistemas de corrientes (Gerwick, 2007).



Tomado de RANDOLPH, Mark., GOURVEC, Susan. Offshore Geotechnical Engineering. Primera edición. Spon Press. USA y Canadá. 2011

✓ Mareas

Marea y corrientes de marea

El fenómeno del movimiento cíclico de elevación formado por la superficie del mar que cambia con el tiempo es llamado mareas. Las corrientes de marea corresponden al movimiento del agua en las olas de la marea, es decir, la corriente cíclica del agua de mar en la dirección horizontal que es simultánea con el ritmo de la marea bajo la acción de la fuerza de marea horizontal.

Cuando aparece la marea, debe haber corriente de marea. Las mareas y las corrientes de marea son más obvias en las áreas de aguas costeras y poco profundas.

Pleamar y bajamar

En cada período de subida y bajada de la marea, el nivel más alto de agua se conoce como la pleamar; por el contrario, el nivel más bajo de agua se le llama bajamar.

Fuerza generadora de marea y origen mareal

1. Fuerza generadora de marea. La fuerza generadora de marea es la fuerza que atrae el agua que cubre la superficie de la Tierra y resulta en una marea. Consiste en una fuerza atractiva y centrífuga.

a. Fuerza atractiva

Esta es la fuerza que actúa sobre cada partícula de agua que cubre la superficie de la Tierra y es causada por la atracción de los cuerpos celestes, principalmente la Luna. De acuerdo con las leyes de la gravedad, el tamaño de esta fuerza de atracción es proporcional a la masa de la Luna y la masa de la partícula en la Tierra, y es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre la luna y la partícula.

b. Fuerza centrífuga

Se refiere a la fuerza centrífuga inercial generada por la rotación alrededor de un baricentro común de la Tierra y la Luna. La fuerza centrífuga que actúa sobre cada partícula en la superficie de la Tierra es igual, y la dirección y el tamaño de la misma es igual que la fuerza centrífuga de inercia que actúa en la partícula en el centro de la Tierra. La fuerza resultante de la fuerza de atracción y la fuerza centrífuga mencionadas anteriormente se denomina fuerza generadora de marea.

Elipse de marea

El esferoide del agua de mar homogénea que cubre la superficie de la Tierra que está bajo la fuerza generadora de mareas se llama elipse de marea. La formación de la elipse de marea es el resultado del equilibrio de la gravedad, la fuerza generadora de marea y la diferencia de presión a nivel del mar. Si una capa homogénea de agua cubriera la superficie de la Tierra, bajo la fuerza generadora de marea, el agua no tendría inercia y no se vería afectada por las fuerzas de fricción y la fuerza excéntrica causada por la rotación de la Tierra. Esta hidrosfera se convertirá en la elipse de las mareas, como se muestra en la Figura 3. Durante

acuerdo con el código técnico relacionado para ingeniería en China, se han hecho las siguientes provisiones:

- a. Para el diseño de alto nivel, se debe considerar el nivel de agua para una frecuencia acumulativa del nivel alto del 10%.
- b. En el diseño de bajo nivel, se debe considerar el nivel de agua para una frecuencia acumulativa del nivel alto del 90%, como nivel bajo de diseño⁴.

1.1.2 Variables meteorológicas

✓ Vientos

El viento es la variable de estado de movimiento del aire. En meteorología se estudia el viento como aire en movimiento tanto horizontal como vertical. Los movimientos verticales del aire caracterizan los fenómenos atmosféricos locales, como la formación de nubes de tormenta. Es causado por las diferencias de temperatura existentes al producirse un desigual calentamiento de las diversas zonas de la Tierra y de la atmósfera. Se denomina propiamente "viento" a la corriente de aire que se desplaza en sentido horizontal, reservándose la denominación de "corriente de convección" para los movimientos de aire en sentido vertical.

La dirección del viento depende de la distribución y evolución de los centros isobáricos; se desplaza de los centros de alta presión (anticiclones) hacia los de baja presión (depresiones) y su fuerza es tanto mayor cuanto mayor es el gradiente

4 HUACAN, Fang & DUAN, Meglan. OFFSHORE OPERATION FACILITIES, Equipment and Procedures. Offshore Oil/Gas Research Center, China University of Petroleum, Beijing, China. Elsevier Inc., 2014. Páginas 13-16.

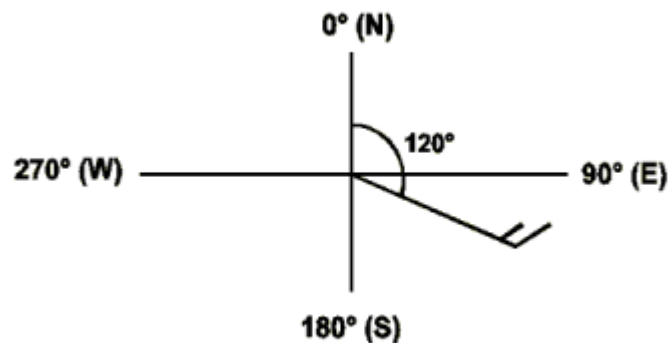
de presiones. En su movimiento, el viento se ve alterado por diversos factores tales como el relieve y la aceleración de Coriolis. En superficie, el viento viene definido por dos parámetros: la dirección en el plano horizontal y la velocidad.

Dirección del viento

Está definida por el punto del horizonte del observador desde el cual sopla. En la actualidad, se usa internacionalmente la rosa dividida en 360°. El cálculo se realiza tomando como origen el norte y contando los grados en el sentido de giro del reloj. De este modo, un viento del SE equivale a 135°; uno del S, a 180°; uno del NW, a 315°, etc.

Se representa en grados de 0 a 360 como se muestra en la Figura 4. En esta, 0 grados corresponde al Norte, 90 al Este, 180 al Sur, 270 al Oeste y 360 grados nuevamente al Norte. En la Figura 4 se ha representado el viento con una dirección de 120 grados (aprox. del sureste), la punta de la flecha indica de donde viene el viento y las barbas como se verá a continuación la magnitud del viento, en este caso 15 nudos.

Figura 4. Representación gráfica de la dirección del viento



Tomado el 09/04/2018 de <<http://200.58.146.28/nimbus/weather/pdf/cap7.pdf>>

Velocidad del viento

Se mide preferentemente en náutica en nudos y mediante la escala Beaufort. Esta escala comprende 12 grados de intensidad creciente que describen el viento a partir del estado de la mar. Esta descripción es inexacta pues varía en función del tipo de aguas donde se manifiesta el viento. Con la llegada de los modernos anemómetros, a cada grado de la escala se le ha asignado una banda de velocidades medidas por lo menos durante 10 minutos a 10 metros de altura sobre el nivel del mar.

Si es un vector, la longitud representa la velocidad del viento. En el caso de las flechas con barbas, la velocidad del viento se representa teniendo en cuenta la escala gráfica siguiente. La barba de menor longitud equivale a 5 nudos, la de mayor longitud 10 nudos y el triángulo 50 nudos; si se quiere representar 70 nudos será un triángulo con dos barbas grandes. Las velocidades inferiores a 5 nudos se representan con flechas sin barbas.

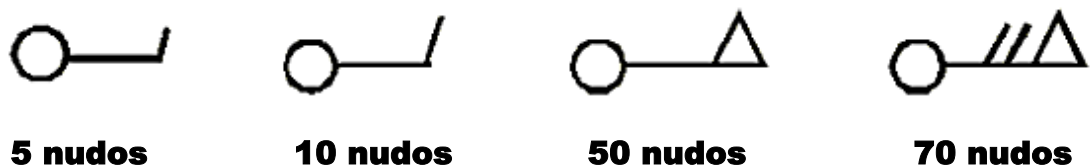


Figura 5. Representación gráfica de la velocidad viento

Tomado el 09/04/2018 y modificado de <http://200.58.146.28/nimbus/weather/pdf/cap7.pdf>

La unidad del viento en el Sistema Internacional es m/s, sin embargo, aún se usan los nudos(kt) y km/h.

$$1 \text{ kt} = 1.8 \text{ km/h} \text{ ó } 1 \text{ kt} = 0.5 \text{ m/s}$$

En la alta troposfera entre los 5 a 20 km de altura los vientos pueden llegar a ser mayores a 100 nudos (50 m/s) y se le denomina corriente en chorro (Jet Stream)⁵.

Las actividades de la industria del Petróleo y Gas (P&G) costa fuera (offshore) requieren de información meteorológica y oceanográfica (metoceanica) en cada una de las fases de los procesos de exploración, desarrollo y producción de un campo. En el mar Caribe colombiano actualmente se realizan importantes esfuerzos exploratorios costa afuera por parte de Ecopetrol y sus socios. Esta área presenta sus particularidades climáticas estacionales, afectación por pasos de huracanes y tormentas tropicales, fenómenos de surgencias, remolinos estacionarios y otros fenómenos metoceanicos de importancia en las operaciones y la planeación estratégica preliminar de proyectos costa fuera actuales y futuros. En Colombia, se han encontrado grandes limitaciones con respecto a la disponibilidad de datos metoceanicos recientes medidos en campo (olas, corrientes, vientos), series históricas para la generación de climatologías robustas, y limitaciones tecnológicas con respecto al modelaje y predicción operacional de estas variables.⁶ Si bien es cierto, el estudio metoceanico es fundamental para la planeación de proyectos offshore; esta información no se utiliza para seleccionar los equipos, unidades y tecnologías, debido a que éstos se adaptan a las condiciones que ofrezca el ambiente marino, las cuales pueden ser severas.

Rosa de vientos, Rosa de oleaje y Rosa de corrientes

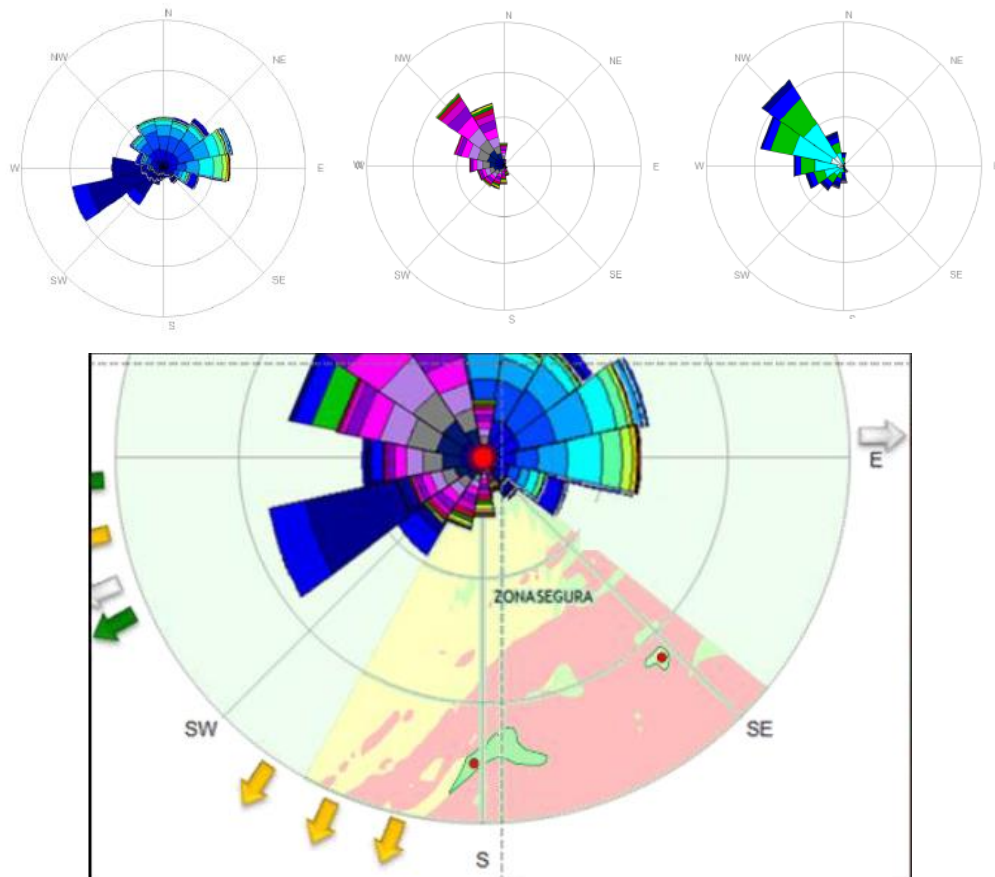
Son diagramas en forma circular los cuales proporcionan información sobre las velocidades relativas del viento, del oleaje y de las corrientes marinas, en diferentes direcciones, es decir, indica la distribución relativa de dichas velocidades mas no el nivel real de las velocidades medias de dichas variables.

5 obtenido el 09/04/2018 de <http://200.58.146.28/nimbus/weather/pdf/cap7.pdf>

6 RUBIO RODRÍGUEZ, Efraín. La metoceanica -meteorología y oceanografía información clave para operaciones seguras en la exploración. Conference Paper, 2014. Página 1.

Estas rosas son una especie de huella meteorológica, ya que varían de un lugar a otro, su función es caracterizar el régimen de cada variable (viento, oleaje, corrientes marinas) en el área de estudio. Para su construcción se utiliza alguna base de datos histórica que incluya factores como período y dirección del oleaje y de las corrientes marinas, así como la magnitud y dirección del viento. Al contar con esta información se superponen las tres rosas para establecer la zona segura para adelantar operaciones en el mar.

Figura 6. Rosa de corrientes, rosa de vientos, rosa de oleaje, gráfico combinado de rosas, respectivamente



Tomado de JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Ciudad de México. p.31.

1.1.3 Otras variables metoceanicas

✓ Batimetría

Toda investigación marina requiere conocer la profundidad de la columna de agua; en otros términos, cómo es la topografía del fondo del mar en el sector donde se efectúan las operaciones. Técnicamente, se dice que se necesita conocer la batimetría del lugar.

El estudio batimétrico es llevado a cabo mediante la técnica de ecosonda. Esta herramienta permite conocer la profundidad de agua sobre la cual está el barco en todo momento; el principio de este mecanismo es una fuente acústica con una frecuencia que oscila entre 2.000 y 6.000 Hz, que produce ondas que viajan a través de la masa de agua y que son reflejadas en el momento en que tocan el suelo marino. El tiempo que tarda la onda en ir y volver es usado para calcular la profundidad; cabe señalar que la onda acústica por su alta frecuencia sólo puede penetrar los primeros 100 metros de sedimento⁷.

La emisión y recepción acústica se realizan a través del mismo transductor que convierte las vibraciones mecánicas en ondas eléctricas de la misma frecuencia, de forma que, en la emisión, la energía eléctrica se convierte en acústica, y en la recepción, la onda acústica reflejada se transforma en señal eléctrica. Para el registro, la salida del aparato, los tiempos de propagación se convierten en profundidades teniendo en cuenta la velocidad de propagación del sonido en agua, la cual es función de su temperatura y salinidad.

Los transductores se sitúan, normalmente, en el casco del barco con su haz

⁷ PULIDO TABORNA, M. A., CAMPAÑAS OCEANOGRÁFICAS EN COLOMBIA, UN PRIMER PASO PARA LA EXPLORACION DE NUESTRAS CUENCAS OFFSHORE. Boletín de Geología. Vol. 29, No. 2, julio - diciembre de 2007. p. 170 -171.

orientado verticalmente hacia abajo. Para profundidades superiores a varios cientos de metros, el ángulo del haz de transmisión debe ser menor de 10°.

La necesidad de obtener una batimetría suficientemente precisa exige un cuidadoso análisis de datos. La profundidad verdadera en cada punto viene dada por la expresión.

$$\text{Prof. Verdadera} = \text{Prof. medida} \pm \text{calibración} - \text{corrección por mareas}$$

La precisión de la profundidad medida requiere depurar los efectos del movimiento vertical del transductor respecto al nivel del mar. Por lo tanto, puede ser necesario el registro simultáneo de los movimientos del barco.

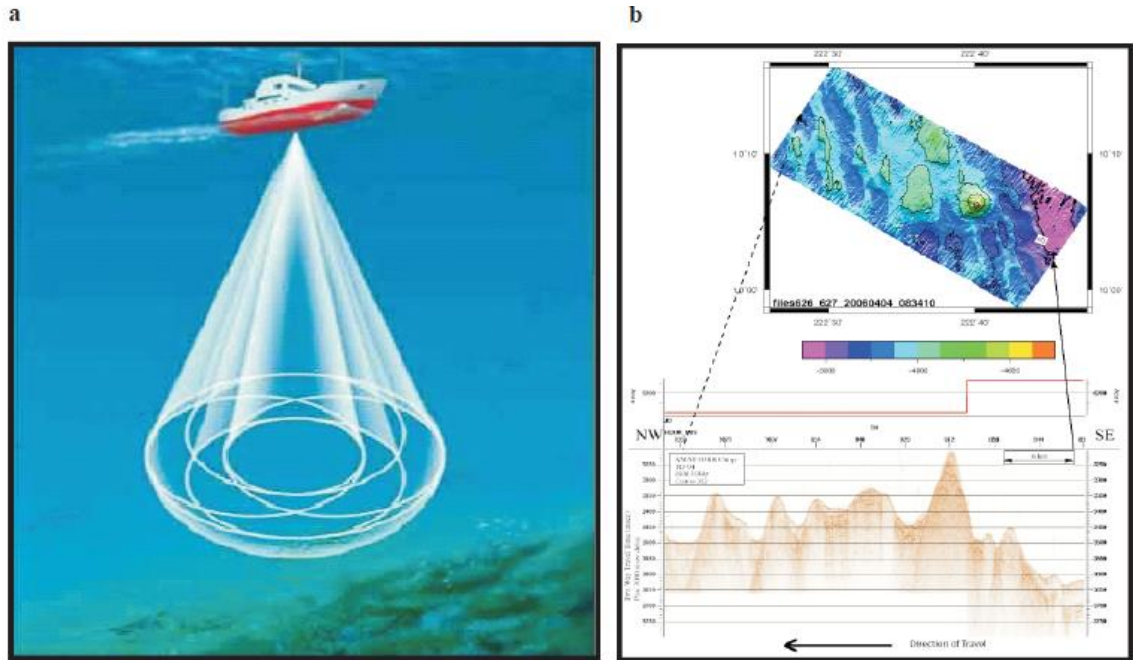
Los resultados de los registros de ecosonda han de elaborarse para llegar a la presentación final más usual, que es el mapa batimétrico consistente en curvas de nivel a una equidistancia dependiente de la precisión de las medidas y la proximidad de los perfiles tomados⁸.

El estudio batimétrico es imprescindible para el desarrollo de operaciones offshore, entre otros objetivos, se busca determinar la profundidad de la columna de agua (tirante de agua). La industria del petróleo considera como aguas profundas tirantes de agua mayores a 500 metros. A partir de 1500 metros se denominan ultrafundas⁹ (tabla 1).

8 CARCEDO AYALA, F.J., CASERO MEJÍAS, L., CELMA JIMENEZ, J., GARCÍA FRAGIO, A., ROMANA RUIZ, M., SIMIC SUREDA, D. Métodos de reconocimiento del subsuelo marino. Instituto Geológico y Minero de España. Ríos Rosas, 23-28003 Madrid. ISBN 84-600-4206-5. Páginas 14-16.

9 RUIZ GARCÍA, José Antonio. Aguas profundas, el nuevo reto. Un repaso rápido de conceptos críticos. En: Memoria Petrolera. Enero, 2015. Vol. 01, no. 01, p.01.

Figura 7. a. Funcionamiento de la Ecosonda. b. Perfil obtenido con la ecosonda



Tomado de PULIDO TABORNA, M. A., CAMPAÑAS OCEANOGRÁFICAS EN COLOMBIA, UN PRIMER PASO PARA LA EXPLORACION DE NUESTRAS CUENCAS OFFSHORE. Boletín de Geología. Vol. 29, No. 2, julio - diciembre de 2007. 169 p.

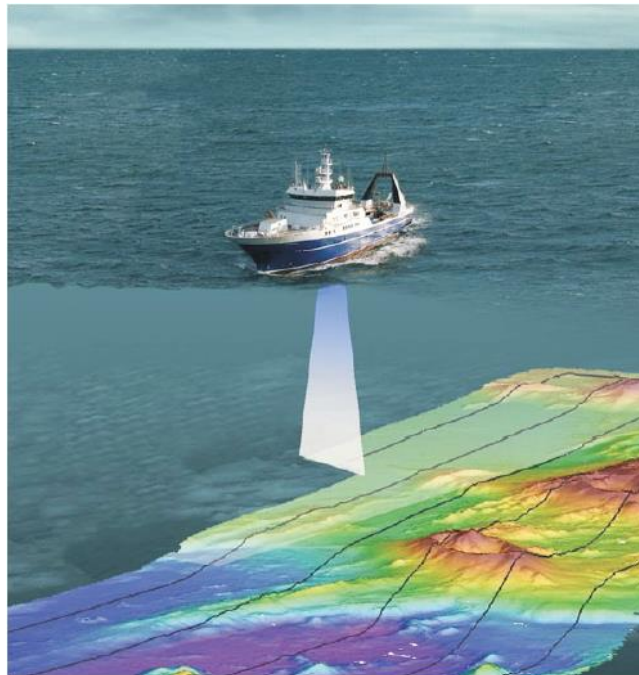
Tabla 1. Denominación de profundidad según el Tirante de Agua

Denominación	Tirante de Agua [m]	Tirante de Agua [ft]
Somero	< 500	<1640
Profundo	500 – 1500	1640 - 4921
Ultraprofundo	>1500	>4921

Batimetría – Multi-Beam

Una herramienta más avanzada que la ecosonda y que da una información batimétrica mucho más exacta es el Multi-beam. Su principio también es acústico pero toma medidas de varios puntos del suelo oceánico, a diferencia de la ecosonda que solo toma la medida del primer eco. El Multi-beam, como su nombre lo dice, usa múltiples rayos, cada uno de ellos dirigido hacia un punto singular del suelo oceánico para así obtener un perfil batimétrico de alta resolución¹⁰.

Figura 8. Perfil batimétrico obtenido con la técnica de Multi-beam. Adquisición de batimetría de alta resolución (Multi-beam).



Tomado de PULIDO TABORNA, M. A., CAMPAÑAS OCEANOGRÁFICAS EN COLOMBIA, UN PRIMER PASO PARA LA EXPLORACION DE NUESTRAS CUENCAS OFFSHORE. Boletín de Geología. Vol. 29, No. 2, julio - diciembre de 2007. 170 p.

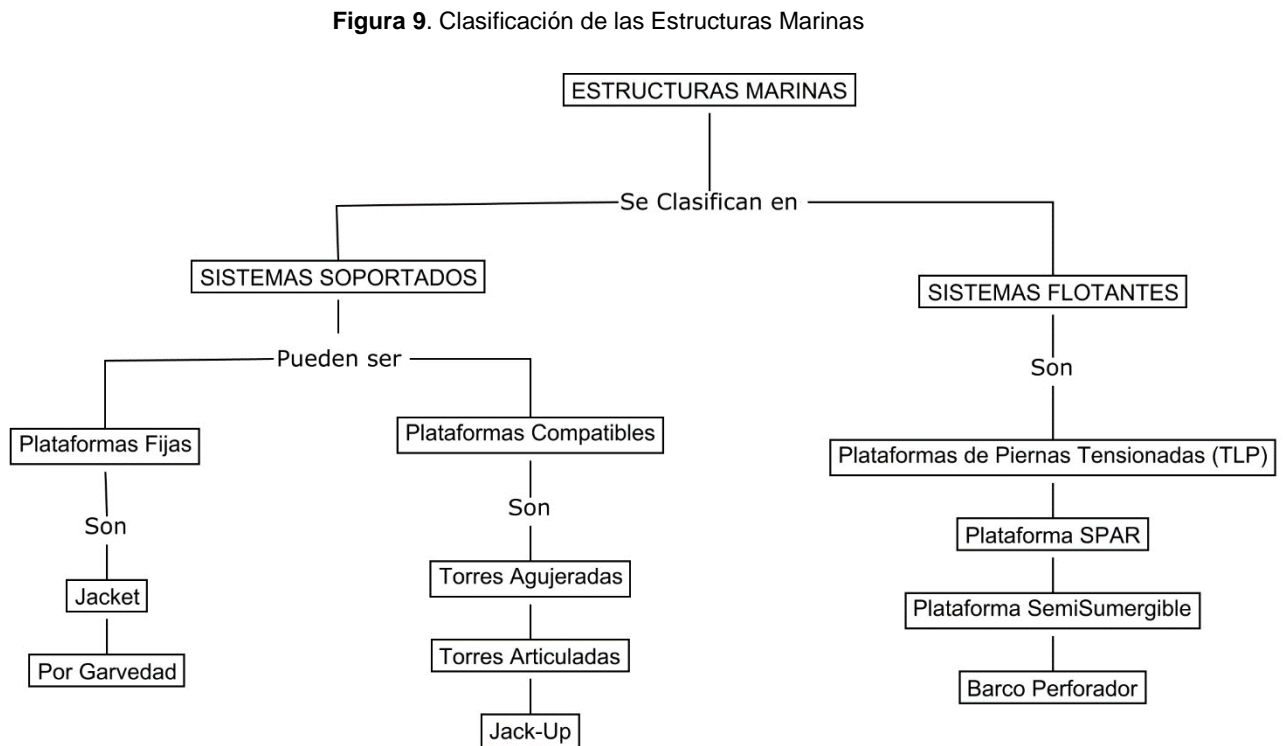
10 PULIDO TABORNA, M. A., CAMPAÑAS OCEANOGRÁFICAS EN COLOMBIA, UN PRIMER PASO PARA LA EXPLORACION DE NUESTRAS CUENCAS OFFSHORE, Op. Cit., p. 172.

2. PERFORACIÓN COSTA FUERA

El presente capítulo contiene la descripción de las etapas de perforación de un pozo petrolero costa fuera en aguas profundas y ultra profundas, la caracterización del equipo y los sistemas de perforación, así como un análisis de la evolución y estado actual de la tecnología, finalmente se muestra una comparación entre las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas flotantes.

2.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN

2.1.1 Estructuras Marinas. Esencialmente en función de la configuración geométrica y estructural, las estructuras marinas pueden ser clasificadas como se muestra en la figura 9.



✓ **SISTEMAS SOPORTADOS EN EL FONDO MARINO (Bottom-Supported):**

En este tipo de plataformas un sistema integrado permite mantener soportadas las estructuras al lecho marino.

Desde el punto de vista técnico es factible el uso de este tipo de plataformas en aguas poco profundas, debido a que la profundidad de asentamiento al fondo marino es una limitante fuerte que adicionalmente incide de forma directa en el costo de la estructura.

La base que soporta las estructuras, uniendo la cubierta con el fondo marino, puede ser de cemento o acero; es enterrada y fijada en el suelo marino y diseñada para soportar los eventos oceánicos, que, por su ubicación en aguas especialmente someras, no suelen representar mayor peligro para la integridad de la estructura.

Las plataformas soportadas son construidas de acuerdo con las proyecciones diseñadas para el pozo, de manera que deben tener la capacidad de recibir los equipos de perforación requeridos, almacenar los insumos necesarios para las operaciones, alojar el personal de trabajo y permitir la instalación de las facilidades adecuadas para la producción de los pozos.

La ubicación de estos tipos de sistemas se hace de acuerdo con estudios previos del comportamiento de las variables metoceánicas y climatológicas, así como de la evaluación del yacimiento a fin de garantizar la construcción de un pozo con una vida productiva muy duradera.

- **Plataformas Tipo Jacket**

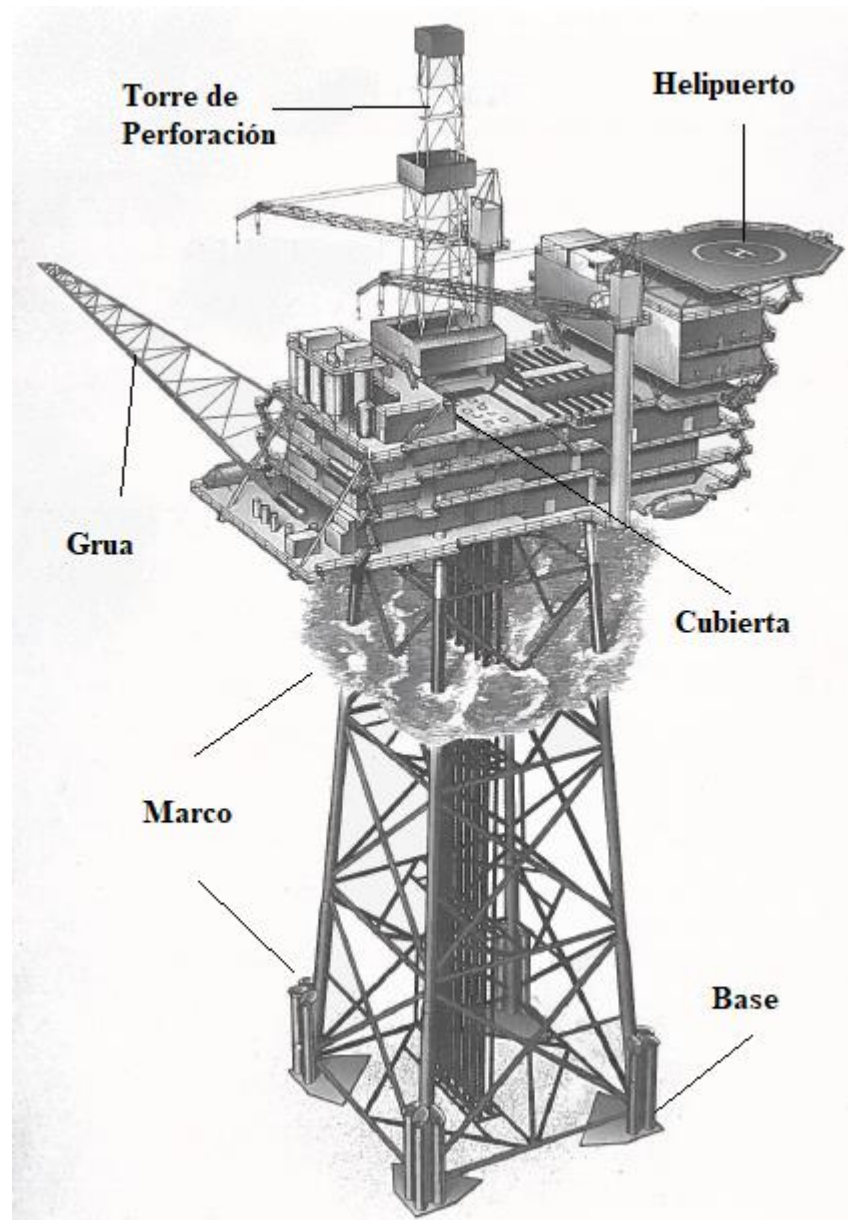
En la figura 10 se observa el esquema de una plataforma tipo Jacket, la cual consta básicamente de tres partes fundamentales:

Las bases o pilas que se encargan de mantener permanentemente anclada la estructura al lecho marino, dándole el soporte suficiente para resistir los movimientos laterales y verticales que puedan generarse.

El marco, es el espacio tubular soldado redundantemente que se extiende desde una elevación en o cerca del fondo del mar hasta la superficie del agua. Está diseñado para servir cómo el principal elemento estructural de la plataforma, capaz de transmitir las fuerzas laterales y verticales a la base.

Finalmente, una super estructura que proporciona el espacio suficiente en cubierta para soportar cargas operacionales y de otros tipos necesarias para apoyar todas las actividades requeridas.

Figura 10. Plataforma Tipo Jacket

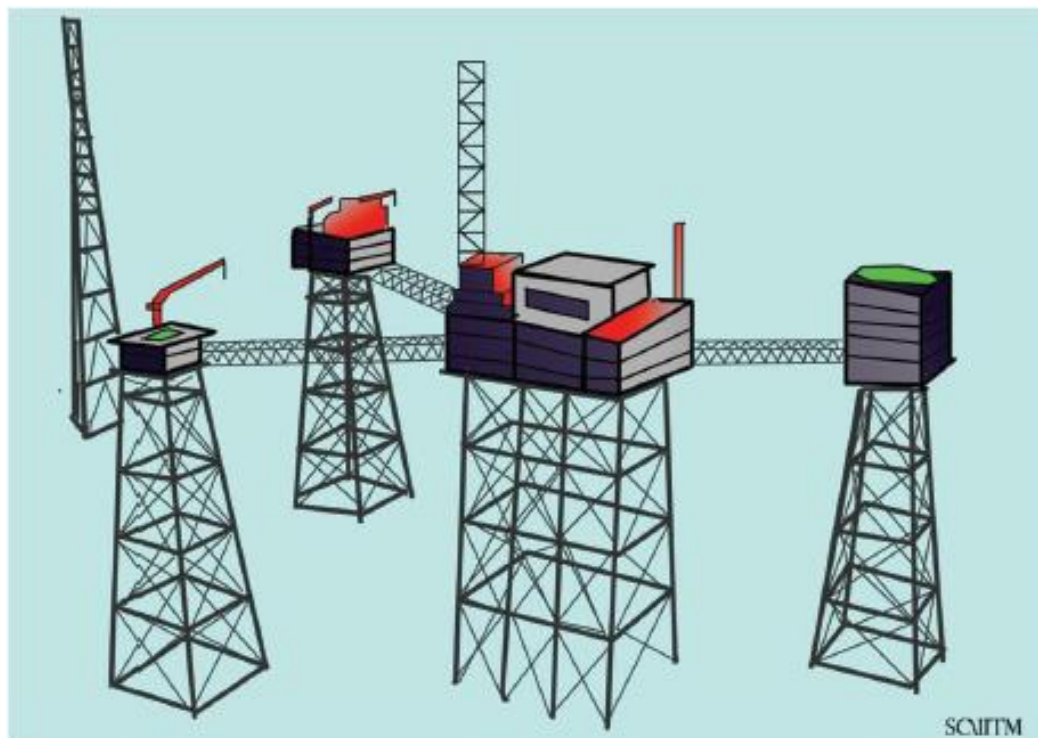


Modificado de Angus Mather, 2000.

Debido a que las plataformas tipo Jacket son fijadas de forma permanente en el suelo marino, éstas mismas son utilizadas durante la etapa de explotación, por tanto en ocasiones la cubierta no puede garantizar el

espacio suficiente para la instalación de las facilidades de producción requeridas, así como el alojamiento del personal y el almacenamiento de los productos e insumos necesarios; en solución a lo anterior, suele construirse complejos de plataformas, tal cómo se muestra en el diagrama esquemático de la figura 11.

Figura 11. Complejo de Plataforma Tipo Jacket



Tomado de Chandrashekarán 2016, 4 p.

De acuerdo con Chandrashekarán (2016), la tabla 2 contiene las plataformas y complejos tipo jackets más relevantes construidos en el mundo.

Tabla 2. Plataformas Tipo Jacket en el Mundo

Offshore Jacket Platforms Constructed Worldwide		
Cognac fixed platform	312 m	USA
Pompano	393 m	USA
Bullwinkle	412 m	USA
Canyon station	91 m	USA
Amberjeack fixed platform	314 m	USA
Alma fixed platform	67 m	Canada
North triumph fixed platform	76 m	Canada
South venture fixed platform	23 m	Canada
Blacktip	50 m	Australia
CaNguVang	56 m	Vietnam
East Belumut A	61 m	Malaysia

Modificado de Chandrashekarán 2016, 4 p.

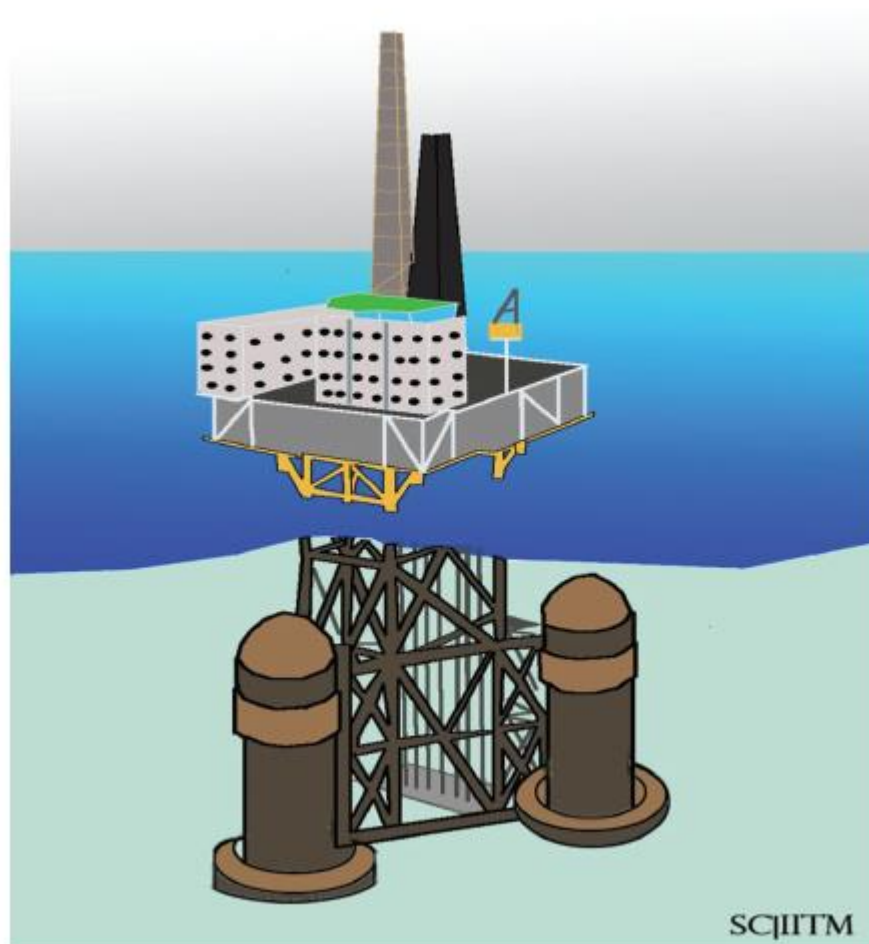
Si bien es cierto que durante años atrás, los complejos petroleros de plataformas tipo Jacket han significado una solución rentable para la explotación de yacimientos en aguas someras, en la actualidad, realizar trabajos de perforación y producción en profundidades mayores a los 400 metros, no resultan igualmente productivos con este tipo de sistemas, ya que es poco rentable la construcción e instalación de plataformas con subestructuras tan pesadas y largas.

- **Plataformas por Gravedad**

Las plataformas por gravedad conocidas como GBS del inglés (Gravity Based Structures) están soportadas por bases de concreto en el suelo marino, a diferencia de las plataformas tipo Jacket, las plataformas por gravedad dependen del peso de la estructura y no de la base para soportar las cargas ambientales.

El esquema presentado en la figura 12 representa una plataforma por gravedad, en donde se pueden identificar las grandes columnas que la soportan y fijan al lecho marino, los cuales están contruidos de cemento y acero.

Figura 12. Plataforma por Gravedad (GBS)



Tomado de Chandrashekarán 2016, 9 p.

Estas estructuras cuentan con elementos diseñados para contribuir al peso requerido para garantizar la estabilidad de la plataforma y evitar el volcamiento a causa de las cargas laterales a las que se enfrenta.

Entre las principales ventajas que ofrecen éste tipo de plataformas esta que provee un espacio de almacenamiento adicional para hidrocarburos, la construcción se realiza en tierra y es remolcada hasta el sitio de instalación donde es inundada para ubicarla en la posición adecuada; sin embargo, presenta ciertas limitaciones cómo lo es el hecho de ser inadecuadas para sitios con condiciones pobres de suelo, su construcción requiere de largos periodos de tiempo, lo que puede retrasar los proyectos de exploración y explotación, y adicionalmente, requiere de profundos puertos y canales para poder ser remolcadas.

En la tabla 3 se muestra una tabla donde se incluye según Chandrashekarán (2016) las GBS más relevantes construidas en el mundo hasta la fecha.

Como se nota, las GBS son especialmente utilizadas en operaciones para aguas someras, ya que al igual que en las Jackets, la profundidad del tirante de agua incide en el costo y limita la estabilidad de la estructura.

Tabla 3. Plataformas por Gravedad en el Mundo

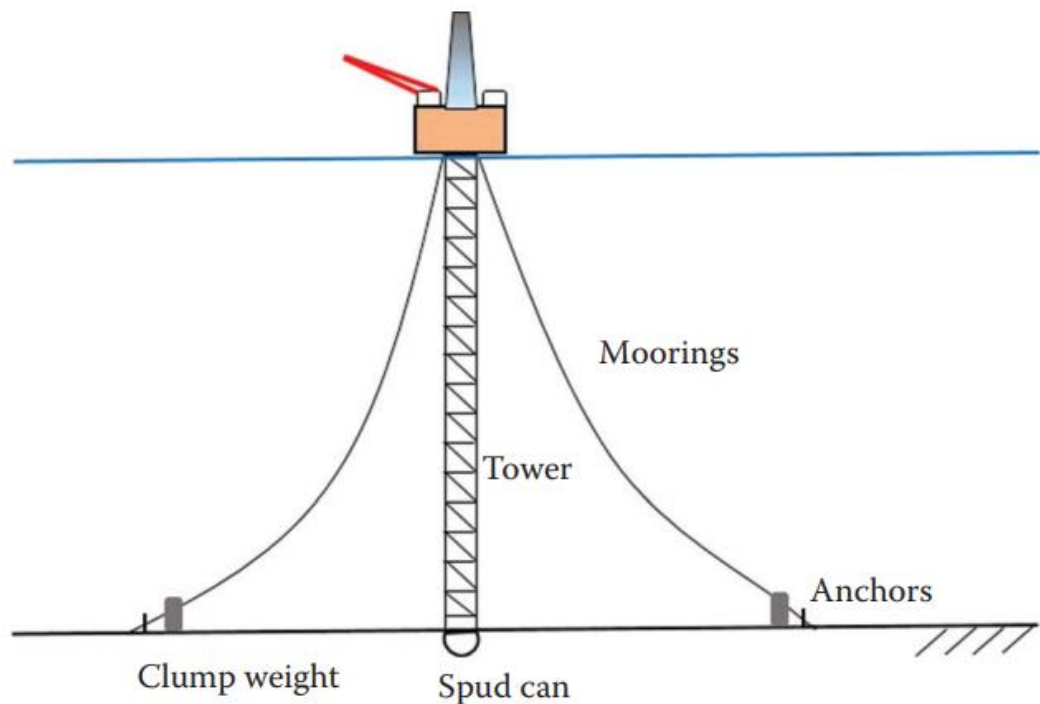
Gravity Platform Constructed Worldwide	
Name of platform	Water Depth (m)
Ekofish 1	70
Beryl A	119
Brent B	140
Frigg CDP1	98
Frigg TP1	104
Frigg MCP01	94
Brent D	142
Statfjord A	145
Dunlin A	153
Frigg TCP2	103
Ninian	136
Brent C	141
Cormorant	149
Statfjord B	145
Maureen	95.6
Statfjord C	145
Gulfaks A	133.4
Gulfaks B	133.4
Gulfaks C	214
Oseberg	100
Slebner	80
Oseberg North	100
Draugen	280
Heidrun	280
Troll	330

Modificado de Chandrashekarán 2016, 8 p.

- **Plataformas tipo Torres Atadas**

Son estructuras delgadas con elementos de refuerzo que se apoyan en el fondo oceánico y que se mantienen ancladas por medio de un sistema de líneas que se ubican de manera simétrica alrededor de la estructura. La figura 13, muestra el esquema de las plataformas tipo Torre Atadas.

Figura 13. Plataforma tipo Torre Atadas



Tomado de Chandrashekarán 2016, 10 p.

Este tipo de plataformas cuenta con un sistema denominado Spud can, el cual tiene una geometría similar a un cono invertido y es el encargado de soportar la estructura sobre el lecho marino.

En la parte superior de las líneas un cable de plomo actúa como un resorte rígido en mares moderados, mientras en la parte inferior una cadena pesada

se encuentra unida a un juego de pesas. En condiciones normales de operación las pesas permanecen en la parte inferior y el movimiento de la torre es prácticamente insignificante, sin embargo, durante las fuertes tormentas, donde los niveles de marea y oleaje aumentan, las pesas se levantan del fondo suavizando el sistema al permitir que la torre absorba las grandes cargas producto de las olas.

El diseño estructural de este tipo de plataformas presenta ciertas ventajas entre las que se encuentra la reducción del costo de fabricación (comparado con las plataformas Jacket), muy buena estabilidad debida a que el conjunto de líneas con el juego de pesas aumenta las fuerzas de restauración y finalmente, la plataforma puede ser trasladada y reutilizada en otras locaciones.

Por su parte, algunas desventajas limitan su uso principalmente por los altos costos en su mantenimiento, sumado a que su aplicabilidad está relacionada a pequeños campos y el aumento exponencial del costo con la profundidad del agua.

La primera plataforma de este tipo fue instalada por Exxon en el año de 1983, denominada Lena Guyed tower, operó a 300 metros de profundidad en Canyon, Mississippi.

Por las razones expuestas anteriormente, estas plataformas han sido utilizadas en su mayoría para operaciones en aguas someras, reportándose el máximo tirante de agua en el Golfo de México a una profundidad de 2000 pies (aproximadamente 610 metros).

- **Plataformas tipo Torres Articulada**

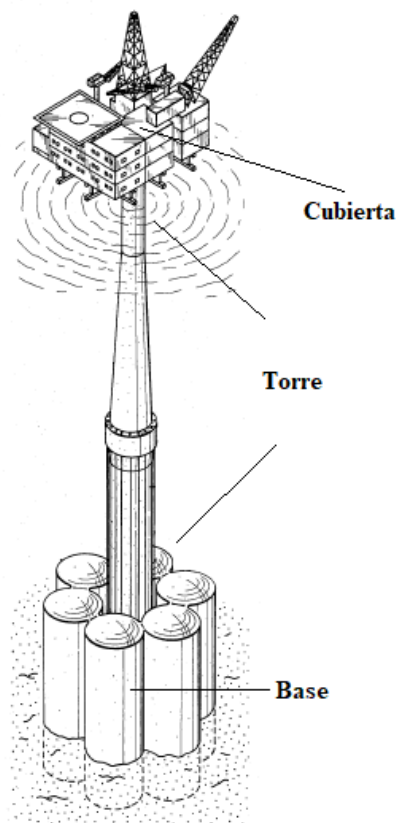
Son estructuras que tienen en su base una porción de cimiento por gravedad (similar al de una plataforma GBS) en el fondo del océano, una torre que se extiende hacia arriba desde la base y la cubierta que es asentada en la torre a una cierta distancia sobre la superficie del espejo de agua.

La figura 14 muestra el esquema de una plataforma tipo torre articulada, donde se indica las tres principales secciones que la componen.

La base que mantiene la plataforma sobre el lecho marino está construida a partir de un armazón de cemento que aporta el peso suficiente para proveer la estabilidad vertical a la estructura.

En aguas someras la torre se asegura a la base mediante una junta articulada que permite que la torre y la plataforma se sometan a un pivotamiento limitado alrededor de la base, generado en respuesta a las fuerzas impuestas sobre la estructura por el viento, las olas y las corrientes oceánicas. El pivotamiento de la torre es controlado por un conjunto de miembros tensionadores, preferentemente cables, que se aseguran entre la base y la cubierta.

Figura 14. Plataforma tipo Torre Articulada

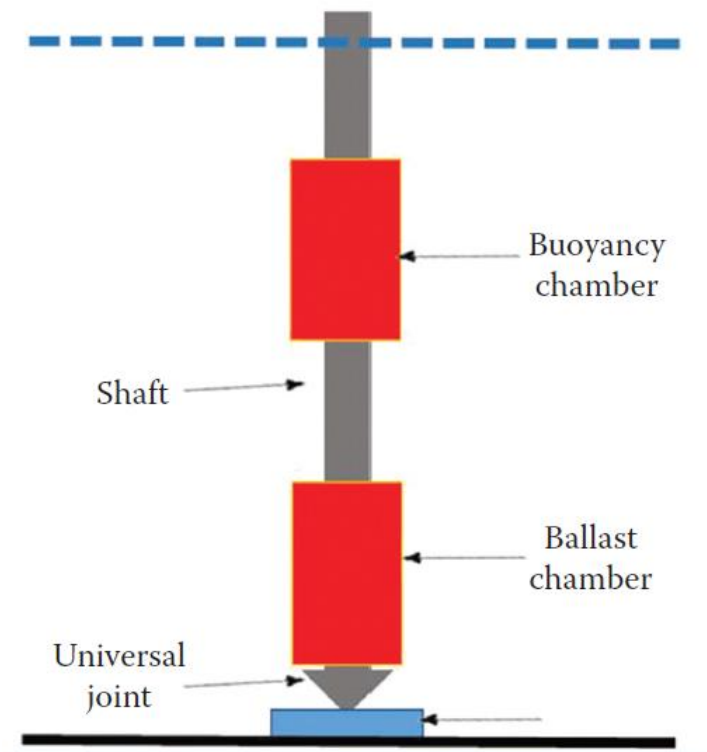


Modificado de Davenport, George 1987

Las torres articuladas surgen de la necesidad de proveer a las estructuras diseñadas hasta ese momento (fijas y ancladas) modos de movimiento rotacional y traslacional. En un principio, fueron diseñadas para aguas someras y poco profundas, sin embargo, fueron desplazándose lentamente a aguas más profundas.

En aguas profundas es conveniente introducir una torre con doble articulación, donde la segunda junta se ubica a la mitad de la profundidad (Nagamani y Ganapathy, 2000). En la figura 15 se presenta el esquema estructural de la torre para aguas profundas.

Figura 15. Esquema Torre con Doble Articulación



Tomado de Chandrashekarán 2016, 12 p.

Para este tipo de torres, la fatiga es un parámetro clave de diseño, puesto que el punto de mínimo fracaso de acuerdo con la geometría de la estructura está ubicado en las juntas, lo cual hace vulnerable el diseño a las altas cargas que debe soportar la torre especialmente en aguas profundas.

Entre las ventajas de las torres articuladas se encuentra que su fabricación es de bajo costo, posee grandes momentos de restauración debido al alto centro de flotabilidad y genera una protección adicional al riser.

Respecto a las desventajas, se puede notar que son sistemas con preferencia para aguas someras y poco profundas debido a que las oscilaciones de la torre aumentan con la profundidad del tirante del agua, su uso es limitado para pequeños campos y cómo se mencionó, la junta es un punto crítico para el diseño por fatiga de la estructura.

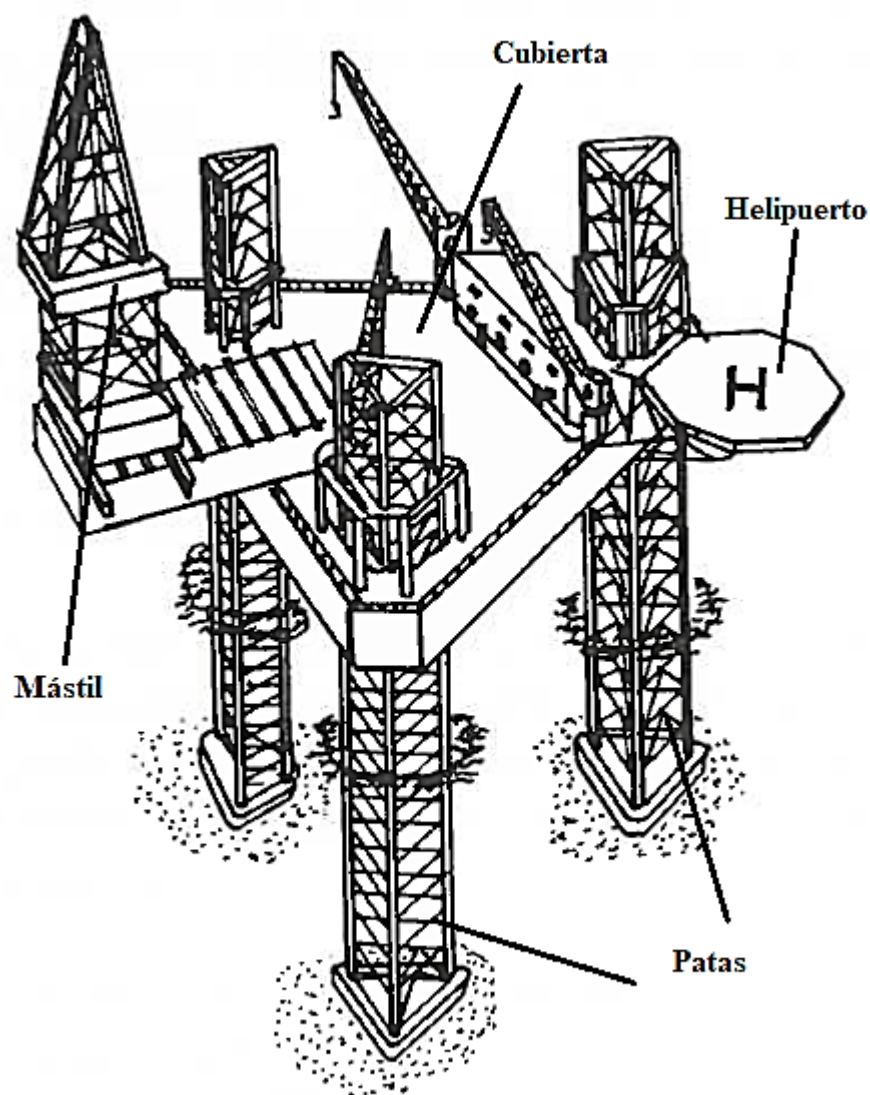
- **Plataformas tipo Jack-Up**

Es un tipo de plataforma usada para la perforación y reparación de pozos en aguas poco profundas. Se compone básicamente de tres o cuatro patas que sostienen la plataforma, el mástil y la heliplataforma, tal como se muestra en el esquema de la figura 16.

La cubierta tiene la capacidad de posicionarse a la elevación requerida, en ella se porta el equipo necesario para la ejecución de las operaciones a desarrollar y es soportada por las columnas o patas que son generalmente de geometría triangular.

Entre las características a resaltar, está el hecho que la torre de perforación está ubicada en una plataforma sobresaliente móvil, lo que permite el acercamiento de esta a los pozos de plataformas fijas para intervenirlos.

Figura 16. Plataforma Jack-Up



Modificado de Angus Mather, 2000.

Las Jack-Up tienen la capacidad de moverse de una locación a otra, ya sea por medio de autopropulsión o remolcadas, así, la perforación es su principal uso, tanto para pozos exploratorios como de desarrollo.

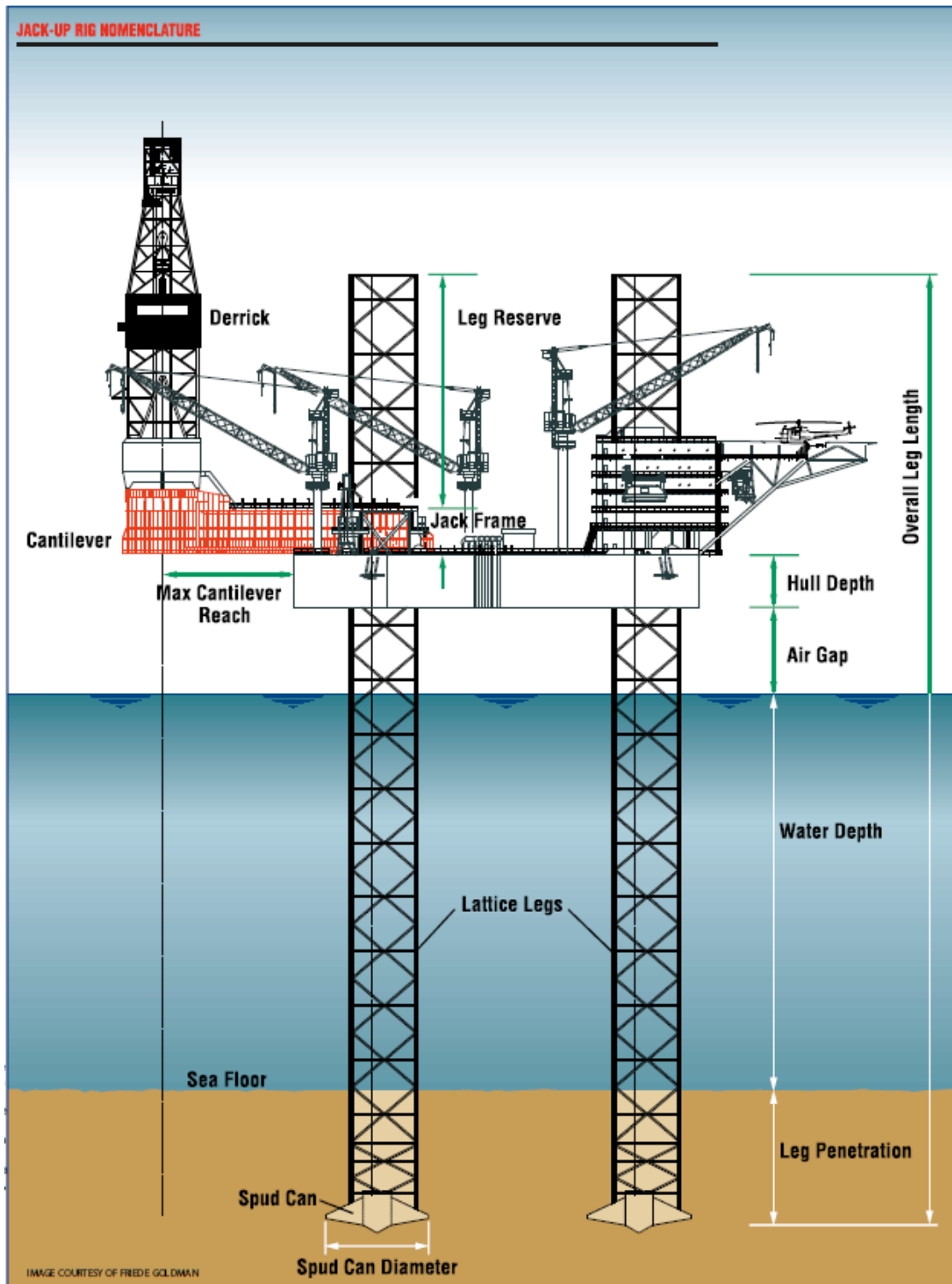
Al llegar a la ubicación de la perforación las patas de la unidad son bajadas hasta alcanzar el lecho marino, una vez logrado esto, se continúa con el movimiento de las bases hacia abajo activando de esta manera el mecanismo de elevación. Las bases de la estructura logran cierta penetración, cómo puede verse en la vista frontal del esquema de una Jack-Up mostrado en la figura 17. Seguidamente, la cubierta es elevada lentamente hasta una determinada altura por encima del nivel del agua, de modo que las cargas producto del oleaje, las mareas y las corrientes actúan sobre las bases y no sobre la cubierta y el equipo de perforación.

Las plataformas Jack-Up han sido ampliamente utilizadas desde los años 60, donde se tiene el reporte de la primera plataforma de este tipo que operó en Louisiana, Estados Unidos.

En la actualidad existen decenas de estas plataformas, a pesar de que su aplicación está limitada a aguas someras, reportándose la máxima profundidad de espesor de agua hasta el 2005 en 550 pies (aproximadamente 168 metros) con la plataforma Bob Palmer, clasificada como Super Gorilla XL y construida por Roman Companies en 2003 y operada en el Golfo de México.

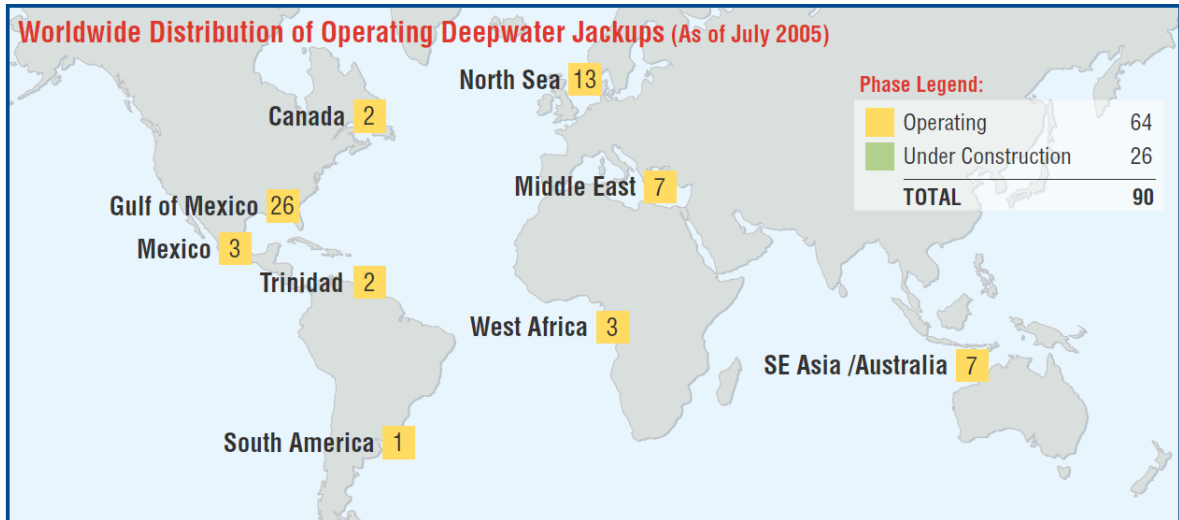
De acuerdo con el reporte de la Offshore Magazine, con base a una encuesta realizada por ellos para el 2005, la distribución de las plataformas Jack-Up que operan en el mundo, se muestra en el mapa de la figura 18, se evidencia su mayor aplicación en el Golfo de México.

Figura 17. Vista frontal Jack-Up



Tomado de Offshore Magazine 2005

Figura 18. Distribución de Jack-Up en el Mundo



Tomado de Offshore Magazine 2005

✓ **Sistemas Flotantes:**

Se denomina sistema flotante a aquellas plataformas que no requieren estar soportadas por algún tipo de estructura sobre el lecho marino; es decir, tienen la capacidad de permanecer sobre un cuerpo de agua debido a un mecanismo de flotabilidad.

Las unidades flotantes incluyen las plataformas de bases tensionadas, las plataformas semisumergibles, tipo SPAR y los barcos perforadores.

En la actualidad se suele conocer como unidades móviles de perforación o MODU's (Mobile Offshore Drilling Unit) por sus iniciales en inglés a aquellas unidades capaces de hacer una operación en una locación y posteriormente desplazarse para trabajar en otra ubicación, entre ellas las semisumergibles y los barcos.

- **Plataformas de Bases Tensionadas (TLP)**

Más conocidas como TLP (Tension Leg Platform) por sus iniciales en inglés las plataformas de bases tensionadas consisten en una estructura flotante sujeta por tendones verticales, los cuales están conectados por medio de pilotes a los cimientos en el lecho marino, mitigando de esta forma el movimiento vertical de la plataforma, pero permitiéndole cierto grado de libertad de movimiento en el eje horizontal.

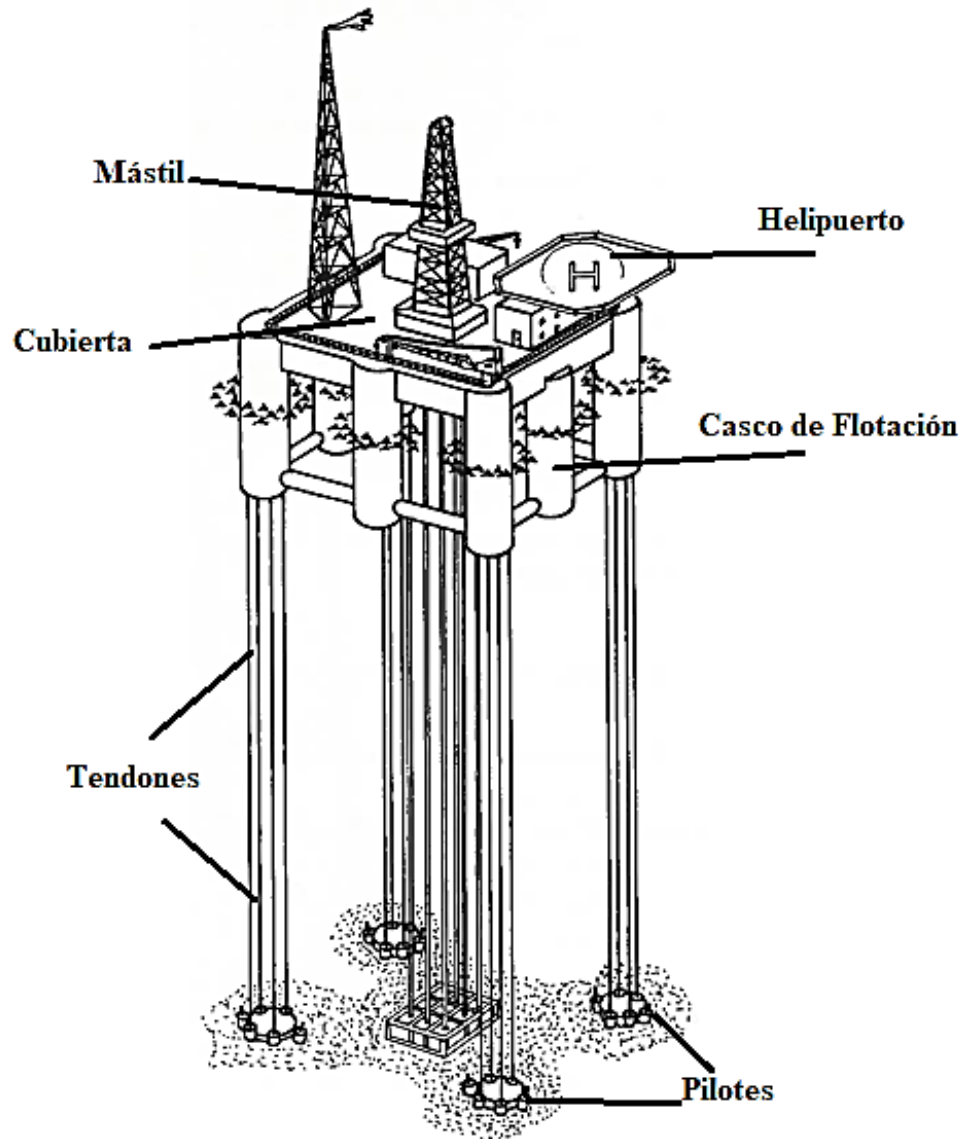
La figura 19 presenta un esquema de una TLP, donde puede apreciarse los componentes esenciales de ésta: Los pilotes, tendones o guayas, casco de flotación y cubierta entre otros. La cubierta de las TLP's suele estar compuesta de uno o dos niveles, son construidas por aparte del casco de flotación y unidas con éste posteriormente. Proporciona la superficie necesaria para almacenar y operar los equipos requeridos durante las operaciones.

El casco de flotación, por su parte, proporciona el soporte para la cubierta y los equipos de perforación y producción allí contenidos. El diseño normal del casco de flotación cuenta con cuatro columnas llenas de aire que forman un cuadrado, capaz de compensar el peso de la plataforma y adicionarle un exceso de flotabilidad, el cual es usado para proveer la tensión de los tendones.

Los tendones son construidos típicamente a partir de tubos de acero de gran diámetro, van desde 250 a 750 milímetros, o a partir de cables de 125 milímetros de diámetro. Son los encargados de soportar las fuerzas de tensión generadas en la vertical, ya que conectan los pilotes cimentados en el lecho marino con la superestructura flotante, por tanto, siempre que los tendones permanezcan tensos, la plataforma podrá resistir el movimiento inducido por ondas verticales¹¹.

11 ANGUS MATHER, OFFSHORE ENGINEERING. 2000. Chap. 1, part. 1., p.6.

Figura 19. Unidad TLP



Modificado de Angus Mather, 2000.

La instalación de este tipo de plataformas es sencilla, en cuanto a que las TLP's son fabricadas y luego remolcadas al sitio donde estará el pozo. Los cimientos y pilotes deben estar previamente ubicados, de manera que, en el

sitio la TLP sólo debe ser unida desde sus cuatro columnas a los pilotes por medio de los tendones.

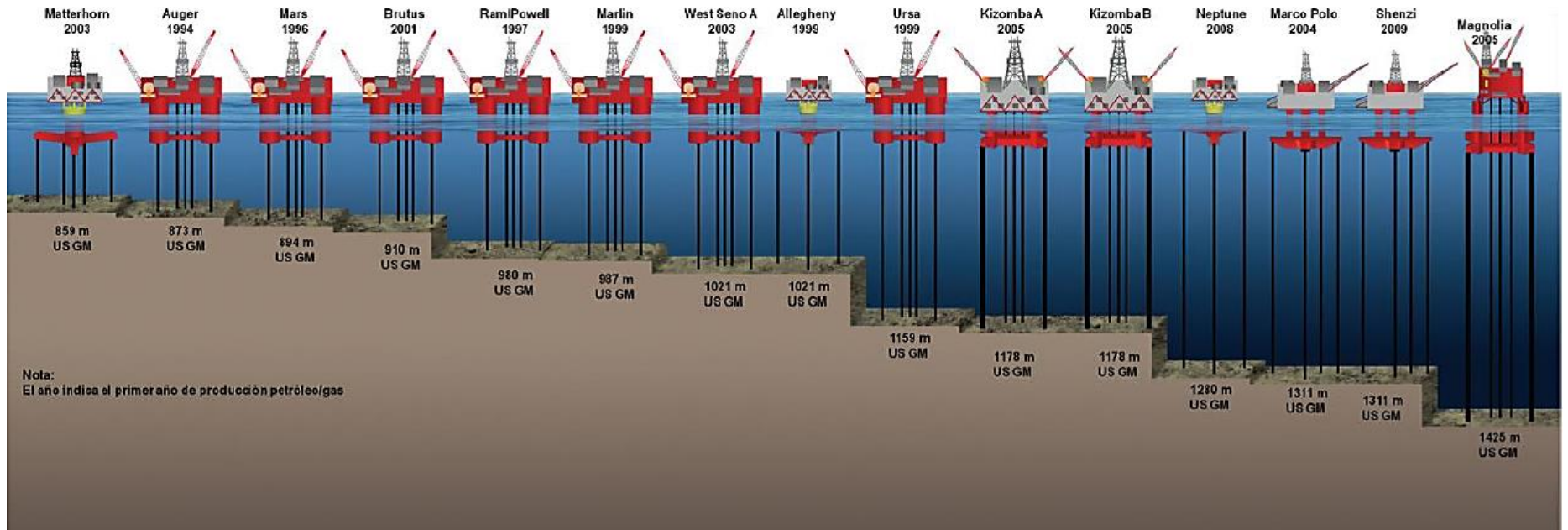
En el mundo la primer TLP fue construida por ConocoPhillips en 1984, usada en el campo Hutton en el mar del norte y operada con una profundidad de tirante de agua 148 metros (500 pies)¹². En la figura 20, se presenta la evolución de las TLP ubicadas en el Golfo de México, mostrando para cada una su nombre, profundidad en la que opera y año en que ha iniciado su producción.

Las ventajas que muestran las TLP son la movilidad, estabilidad particularmente en la vertical, aumento del costo con la profundidad es bajo, capacidad para operar en aguas profundas y bajo costo de mantenimiento.

En cuanto a las desventajas, puede mencionarse que el costo inicial de la unidad es alto, los tendones tensionadores presentan alta fatiga y es difícil su mantenimiento y finalmente el almacenamiento es reducido o casi nulo en algunos casos.

12 Íbid

Figura 20. Evolución Unidades TLP



Tomado de Offshore Magazine 2005

- **Plataforma tipo SPAR**

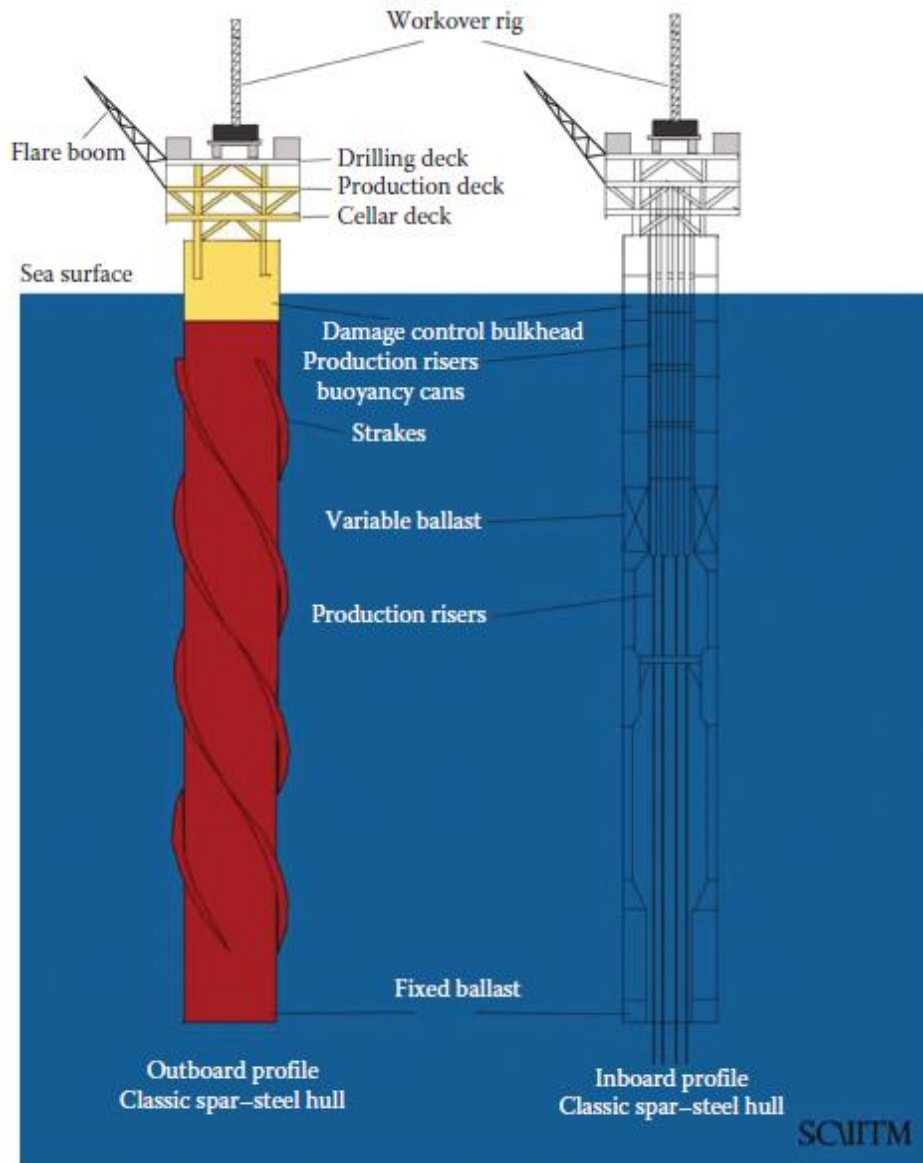
Consiste en una estructura cilíndrica vertical flotante, como la mostrada en la figura 21, construida en acero, de diámetro amplio y anclado en el fondo del mar por un sistema de cables tensados.

La suspensión en el agua está garantizada por los tanques de flotación que permiten sólo unos pequeños movimientos verticales, provocados por las olas.

Los principales componentes de las Spar son el casco, amarres, estructura superior y contrahuellas. Algunas características sobresalientes que genera ciertas ventajas en estas plataformas son la capacidad de operar en aguas ultra profundas tanto en perforación como en producción, estabilidad inherente porque el centro de flotabilidad está ubicado en el centro de gravedad, capacidad de almacenamiento de petróleo para el caso de producción, baja oscilación y movimientos de inclinación y facilidad de fabricación.

Entre sus pocas desventajas está la dificultad de instalación porque el casco y la parte superior sólo pueden ser combinadas en aguas profundas y las instalaciones de perforación son reducidas.

Figura 21. Plataforma tipo SPAR



Tomado de Chandrashekarán 2016, 17 p.

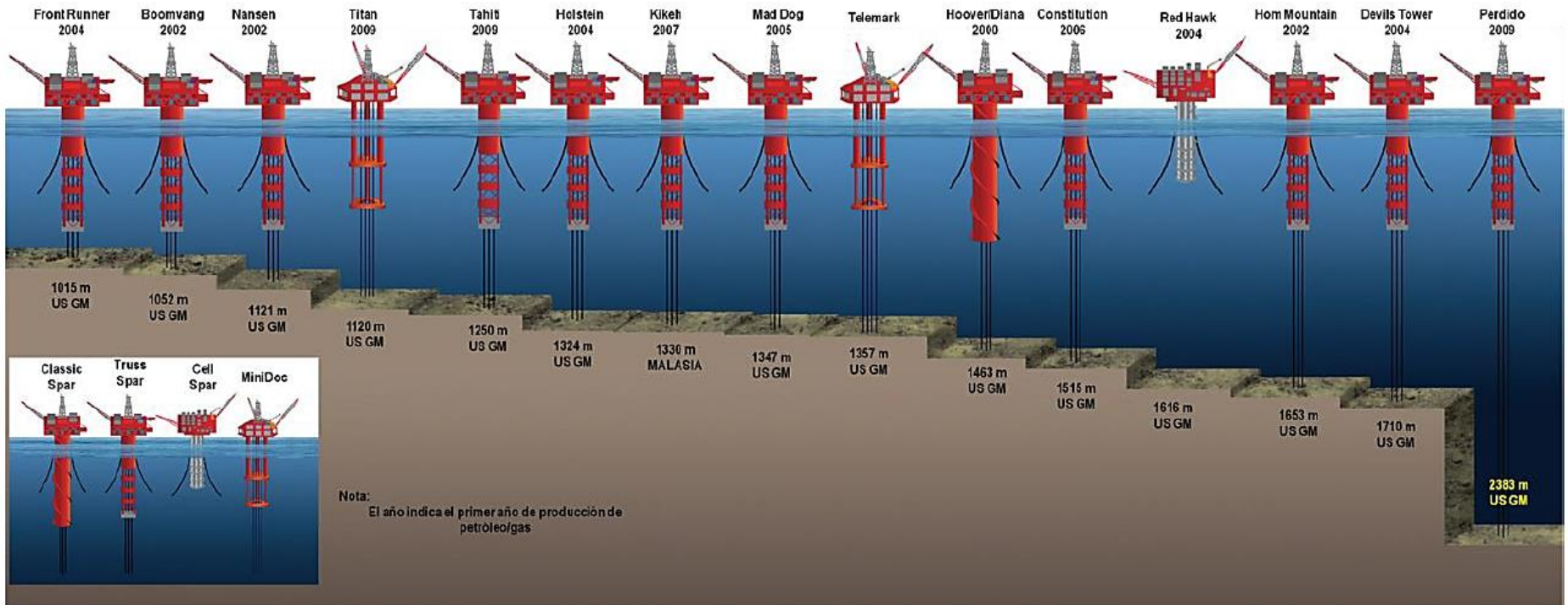
Una plataforma tipo Spar es un sistema flexible en la dirección del oleaje, lo cual permite disipar la energía transmitida por los efectos del mar y reduce los requisitos estructurales con el fin de mantener la plataforma sobre la ubicación de trabajo.

La primera Spar de producción del mundo fue la Spar Neptune instalada en 1996 por la compañía Oryx Energy (ahora Kerr-McGee) y CNG. La Spar Neptune tiene un casco de 215 metros (705 pies) de largo con un diámetro de 22 metros (72 pies). El sistema de amarre consiste en 6 líneas de cuerda de cable y cadena¹³.

En la actualidad, las plataformas tipo Spar tienen la capacidad de operar en pozos de aguas profundas y ultra profundas, limitando su capacidad a los 3000 metros de profundidad del tirante de agua. Cabe mencionar que gran parte de las plataformas de este tipo construidas en el mundo operan en el Golfo de México, por tanto, en la figura 22 se muestra la evolución de la plataforma Spar en el Golfo, desde el año de 1996 hasta el año 2009, indicando adicionalmente el nombre respectivo de cada plataforma, así como el año en que inició la producción y la profundidad medida desde el espejo de agua hasta el lecho marino.

13 RODRIGUEZ, Maria. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009., p.45.

Figura 22. Evolución Plataformas tipo SPAR

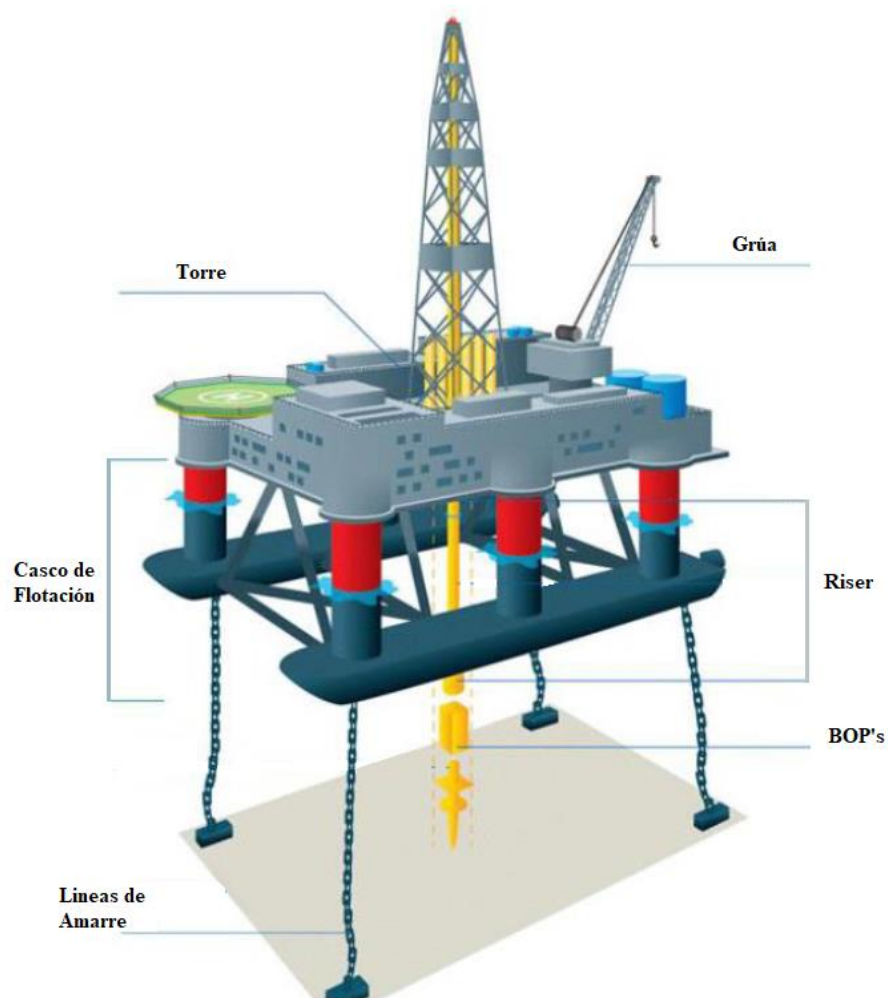


Tomado de Offshore Magazine 2005

- **Plataforma Semisumergible**

Las plataformas semisumergibles son sistemas flotantes que consisten básicamente en dos cascos colocados uno arriba del otro. El casco superior denominado cubierta, provee del espacio y equipos necesarios para el desarrollo de las operaciones, mientras el casco inferior es el encargado de soportar y asegurar la flotabilidad de la estructura. La figura 23 muestra el esquema de una plataforma Semisumergible con sus principales componentes.

Figura 23. Plataforma Semisumergible



Tomado de JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx].

En cubierta, la plataforma Semisumergible suele contener además del equipo de perforación, el helipuerto, la grúa, los patios de trabajo y los tanques de almacenamiento, las habitaciones de la tripulación, sin embargo, en algunos casos, el hospedaje y demás servicios de tripulación son atendidos en unidades de apoyo a la plataforma.

El casco de flotación lo conforman grandes columnas verticales que conectan la cubierta con columnas horizontales denominadas pontones, los cuales son prismas con sección rectangular de acero, largos y huecos. Cuando la plataforma es trasladada, los pontones están llenos con aire para que el equipo tenga mayor flotación y pueda desplazarse más fácilmente sobre la superficie del mar. Al colocar la plataforma en la ubicación para perforar el pozo, el aire se deja salir del casco inferior y es parcialmente reemplazado por agua, sumergiendo la estructura de acuerdo con las condiciones requeridas.

Una plataforma Semisumergible sufre movimientos debido a la acción de las olas, corrientes marinas y vientos, lo que puede dañar los equipos necesarios para construir el pozo. Por ello, es imprescindible que la plataforma permanezca en posición sobre la superficie del mar, dentro de un círculo con radio de tolerancia determinado por los equipos que se encuentran por debajo de ésta. Los sistemas responsables de la posición de la unidad flotante son dos; el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico, los cuales serán analizados a mayor profundidad en la sección 2.1.2.

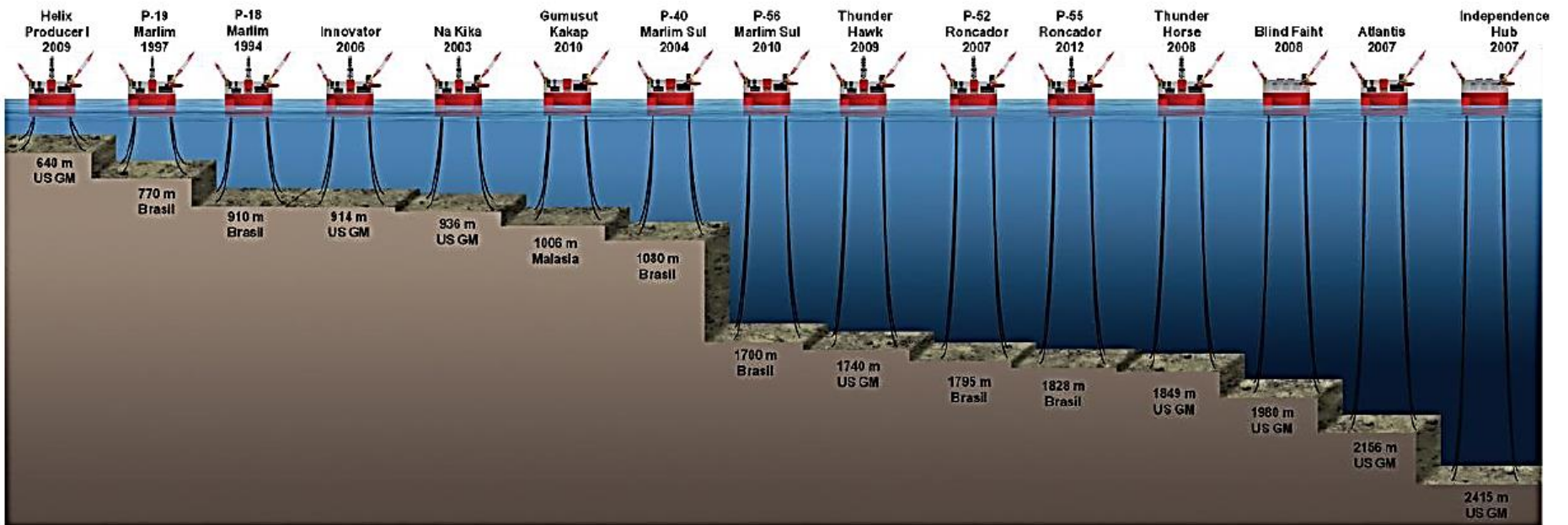
Las plataformas semisumergibles evolucionaron a partir de las unidades sumergibles, principalmente en función de dos factores: La profundidad del tirante de agua que pueden alcanzar las unidades y los movimientos generados por los elementos metoceanicos.

La primera plataforma Semisumergible fue la plataforma Blue Water 1, la cual fue una adaptación de un equipo sumergible que fue llevado a aplicaciones de mayor profundidad. En la figura 24, se presenta la evolución de las plataformas semisumergibles de acuerdo con la capacidad de operar a mayores

profundidades de tirante de agua, se muestra el nombre de la unidad, la ubicación y profundidad en que opera, entre otra información.

Actualmente, las plataformas Semisumergibles se diseñan para operar bajo condiciones severas de estados de mar con fuertes oleajes, vientos y corrientes marinas, y cada vez con objetivos en aguas más profundas. En la evolución de este tipo de plataformas se ha establecido una serie de generaciones, que inician desde la primera generación y llegan hasta la sexta en la actualidad, con capacidad de perforar pozos con láminas de agua superior a los 3000 metros de profundidad. La tabla 4, presenta un consolidado de la evolución por generaciones de las plataformas Semisumergibles.

Figura 24. Evolución Plataformas Semisumergibles



Tomado de Offshore Magazine 2005

La primera generación de semisumergibles no tuvo mayores modificaciones respecto a las plataformas sumergibles, sólo fue modificado su sistema de anclaje y se optó por cambiar los preventores de un arreglo a bordo de la plataforma a un arreglo submarino. Su estructura era compleja y muchas veces contaba con más de 20 columnas, las cuales eran de mantenimiento difícil y costoso. Esta generación tenía una capacidad de carga de 500 a 1,000 toneladas, lo cual restringía el reabastecimiento de materiales que debía ser continuo para evitar el paro de actividades.

La segunda generación produjo un mayor número de unidades construidas. Además del mayor intercambio tecnológico existente, esta generación fue estimulada por la competencia que representaban los buques de perforación. Era evidente que se requería de una mayor y mejor movilidad y de la optimización en el arreglo de los pontones, lo cual evidenció que dos pontones eran suficientes, por lo que requeriría un sistema estructural diferente. Esto se convirtió en la característica principal de la segunda generación.

Debido a los errores mostrados en las plataformas de segunda generación, errores convertidos en tragedias como la volcadura de la plataforma “Alexander Kielland” en el Mar del Norte, se revelaron una serie de defectos en su diseño que trajo un aumento tanto en regulaciones como en los costos de desarrollo.

A pesar de lo anterior, la tercera generación mantuvo como características principales los pontones gemelos, el uso de una estructura tipo casco, tirantes de anclaje bien diseñados y en general los estándares del diseño de una Semisumergible, así como un aumento en su tamaño y en la capacidad de carga a bordo.

La cuarta generación, desde un punto de vista estructural, cuenta en su diseño con una superestructura de casco que omite los tirantes, a excepción de los horizontales entre columnas, esto mejora su estabilidad en ambientes

climáticos más hostiles. Tiene una capacidad de carga que va de las 4500 - 7000 toneladas y operan en tirantes de agua de hasta 3050 m.

Entre las generaciones quinta y sexta la diferencia no es tan notable, dado que las características de cada una de ellas son similares en cuanto a los tirantes de agua que logran alcanzar. Las diferencias tangibles se reflejan en las dimensiones en las cubiertas y las capacidades de carga que cada una puede soportar, donde la sexta generación soporta cerca de las 10,000 toneladas a diferencia de las de quinta generación que varían entre 5,000 y 8,000 toneladas, un ejemplo de esta última es la plataforma Leiv Eriksson. Además de lo anterior, lo que las diferencias de las cuatro generaciones anteriores, es que éstas cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico que sustituye al anclaje que era utilizado con anterioridad y logra controlar con mejoras notables los movimientos ocasionados por los factores metoceanicos.¹⁴

Tabla 4. Generaciones de las Plataformas Semisumergibles

Generación	Tirante de Agua		Periodo de Construcción
	[Pies]	[Metros]	
1	300 - 600	91.5 - 183	1971
2	600 - 2.000	183 - 610	1971 - 1980
3	1.500 - 5.000	457.5 - 1.525	1980 - 1984
4	3.500 - 5.000	1.068 - 1.525	1984 - 1998
5	5.000 - 10.000	1.525 - 3.048	1998 - 2005
6	5.000 - 12.000	1.525 - 3.659	2005 - actualidad

Datos tomados de Childers 2003.

14 MEDINA, Juan. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014., p.25.

- **Barco Perforador**

Un barco de perforación más conocido en inglés como drillship, es un buque marítimo que ha sido modificado y provisto de un equipo de perforación, cuenta también con un sistema de posicionamiento que le permite estar en un radio seguro sobre el pozo.

Este tipo de embarcaciones es capaz de operar en aguas ultra profundas y generalmente puede soportar mayores cargas que las plataformas semisumergibles.¹⁵

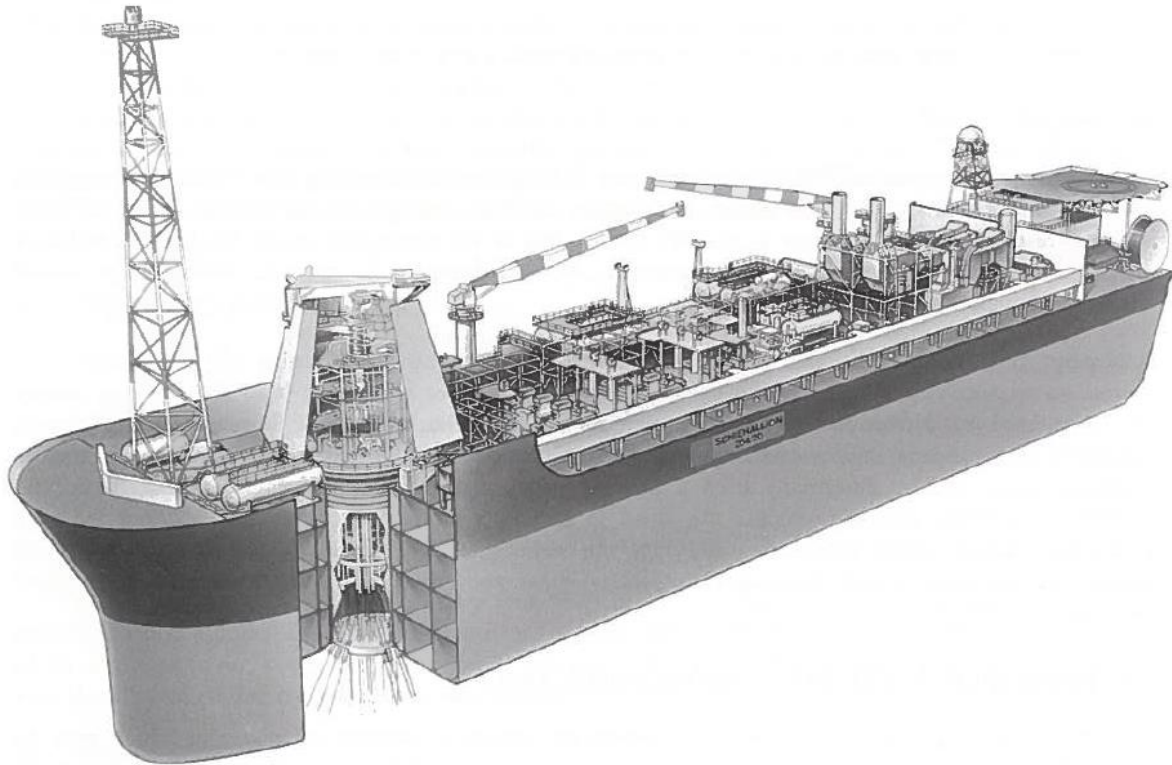
La forma de barco le da a la unidad un diseño con mayor movilidad que cualquier otro MODU, además puede moverse rápidamente por propulsión propia.

Los barcos de perforación están constituidos esencialmente del casco de flotación y la cubierta. En algunos casos, cuando los barcos son usados también para la explotación de hidrocarburos reciben el nombre de FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Un FPSO, cuenta además con tanques de almacenamientos, equipos de procesamiento y facilidades de producción. En la figura 25, se muestra el esquema de un FPSO, donde se puede observar la disposición de facilidades en cubierta.

Todos los barcos de perforación tienen una zona llamada moon pool, que es una apertura en el casco, que dependiendo de la operación permite comunicar los equipos desde la cubierta hasta el fondo marino, así como el descenso de buzos y ROV's.

15 SPEIGHT, James. Handbook of Offshore Oil and Gas Operations. 2015., p.74.

Figura 25. Esquema Barco de Perforación



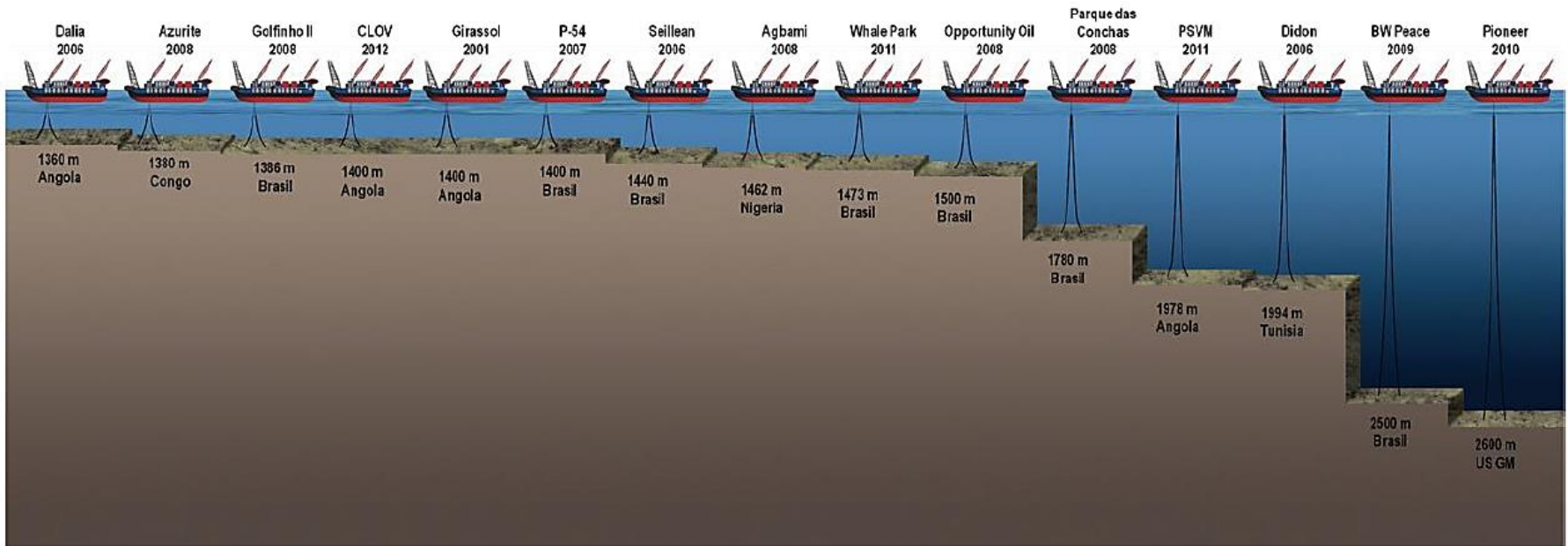
Tomado de Angus Mather, 2000.

Los FPSO's fueron inicialmente utilizados en los años 70's para producciones pequeñas en campos remotos donde la instalación tanto de los ductos submarinos como de las plataformas fijas no resultaba económicamente factible. Los primeros FPSO's tenían un sistema de líneas de amarre distribuido alrededor de su casco de flotación, por lo cual estuvieron restringidos para su uso en sitios con ambientes marinos agresivos. Por causa de esto fue introducido en 1986 el sistema de amarre en un solo punto, conectando el conjunto de líneas de amarre a una torreta alojada en el casco de flotación, lo que abrió las puertas al FPSO para ser utilizados en ambientes más severos. El primer FPSO fue introducido en el Mar del Norte. A la fecha se tienen instalados o en construcción 165 FPSO's alrededor del mundo. En la figura 26

se muestra la evolución en los récords de profundidad de operación que ha tenido el FPSO con el transcurso de los años.¹⁶

16 RODRIGUEZ, María. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009., p.47.

Figura 26. Evolución Barcos de Perforación



Tomado de Offshore Magazine 2005

✓ **Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes**

La tabla 5 presenta una síntesis acerca de las ventajas y desventajas de los sistemas flotantes, así como una comparación respecto a los rangos operacionales y las diferencias estructurales.

Cómo se muestra en la tabla, los cuatro sistemas flotantes están diseñados para operar en aguas profundas y ultraprofundas, sin embargo, en la práctica otros factores cómo la disponibilidad y el costo del equipo influyen en la selección de los diferentes sistemas para el desarrollo de un proyecto de perforación costa fuera.

Para el caso de las TLP's, su diseño limitado a los 7.000 pies de tirante de agua hace que la aplicabilidad de estas plataformas se restrinja a aguas profundas, además porque el costo es función directa de la profundidad, y la estabilidad de ésta disminuye a medida que se enfrenta a condiciones más hostiles.

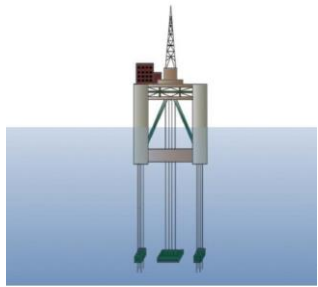
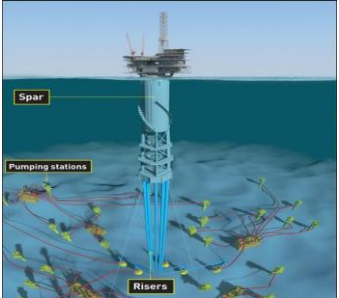
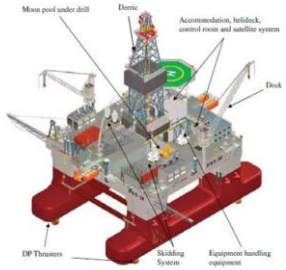

Las plataformas tipo SPAR aun cuando están capacitadas para operar con grandes láminas de aguas no son las preferidas para perforar en aguas ultraprofundas, dado que su instalación puede llegar a ser compleja, adicionalmente, el área disponible en cubierta es reducida, y por tanto dificulta la manipulación y disponibilidad de equipos, insumos y herramientas. Una gran virtud de estas plataformas es la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos a la hora de producirlos, por tanto, es una de las favoritas durante las etapas de explotación en yacimientos offshore.

Para los sistemas flotantes restantes; plataformas semisumergibles y barcos perforadores, la experiencia adquirida durante la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas, ha permitido lograr cierta habilidad para operarlos y mayor interés en generar tecnologías para adaptar el uso de éstos sistemas a profundidades cada vez mayores, lo que evidentemente presenta enormes retos espacialmente para lograr la estabilidad de los equipos en

ambientes de fuerte hostilidad y garantizar la seguridad de las operaciones, los trabajadores, equipos y medio ambiente.

Por lo anterior, son las plataformas semisumergibles y los barcos perforadores, los de mayor preferencia por parte de las compañías operadoras a la hora de seleccionar un equipo para la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas, lo cual repercute en el interés de fabricarlas, pero dificulta su selección en cuanto a la disponibilidad.

Tabla 5. Ventajas y desventajas de Sistemas Flotantes

	TLP	SPAR	SEMISUMERGIBLE	DRILLSHIP
Esquema	 <p>17</p>	 <p>18</p>	 <p>19</p>	 <p>20</p>
Descripción	<p>Plataforma amarrada verticalmente, lo cual genera una restricción solo en dirección vertical dándole flexibilidad horizontal, lo que le permite balancearse y moverse por efecto del oleaje.</p>	<p>Una plataforma Spar consiste en un cilindro de gran tamaño que a modo de boya aporta la flotabilidad necesaria. El concepto es similar al de un iceberg, pues la mayor parte del cilindro está sumergido.</p>	<p>Unidades que flotan como buques mientras son remolcadas para ponerlas en posición. Cuando están en la ubicación son inundadas parcialmente para sumergir una parte de la estructura.</p>	<p>Buque marino que ha sido equipado con equipos de perforación el cual cuenta con un sistema de posicionamiento dinámico para mantener su posición sobre el pozo.</p>

Rango de operación ²¹	< 7.000 ft (2134 m)	< 10.000 ft (3048 m)	< 10.000 ft (3048 m)	< 12.000 ft (3659 m)
Caso real	Rig Name: MAGNOLIA Operator: ConocoPhillips Water Depth: 1,425 m	Rig Name: PERDIDO Operator: Shell Water Depth: 2,383 m	Rig Name: CENTENARIO Operator: Pemex Water Depth: 3,030 m	Rig Name: INVICTUS Rig Manager: TRANSOCEAN Water Depth: 3,659 ft
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bajo movimiento en el plano vertical. ✓ Utiliza arboles superficiales. ✓ Usa Riser verticales de acero. ✓ Puede soportar equipos de perforación y producción en su cubierta. ✓ Área de influencia reducida en el lecho marino 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas. ✓ Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. ✓ Grande capacidad de espacio y de cargas en la cubierta. ✓ Permite el almacenamiento de aceite. ✓ Ilimitado número de pozos. ✓ Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Permite el uso de equipo para acceso y mantenimiento a pozos. ✓ Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. ✓ Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta. ✓ La última generación de SEMIs permite el uso de risers de acero en catenaria (SCR). ✓ Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. ✓ Permite el uso de árboles superficiales. ✓ Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. ✓ Permite el almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico. ✓ Alta estabilidad.

DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> ↓ Limitación de uso en aguas ultraprofundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones. ↓ Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. ↓ No permite almacenar aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> ↓ Altos movimientos. ↓ Uso de árboles submarinos. ↓ Uso de riser's flexibles con limitación en diámetro para aguas ultraprofundas. ↓ Los sistemas submarinos son un factor crítico. ↓ No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos. ↓ En ambientes agresivos se requiere el uso de sistemas de anclaje de tipo torreta desconectable. 	<ul style="list-style-type: none"> ↓ Altos movimientos. ↓ Uso de árboles submarinos. ↓ Generalmente utiliza riser's flexibles. ↓ Los sistemas submarinos son un factor crítico. 	<ul style="list-style-type: none"> ↓ Movimientos medios. ↓ Sistema de riser's complejo. ↓ Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
--------------------	--	--	---	--

17 CHANDRASHEKARAN, Srinivasan. Advanced Marines Structures. Taylor&Francis Group. 2016.

18 Tomado de <https://goo.gl/RFEUx9>.

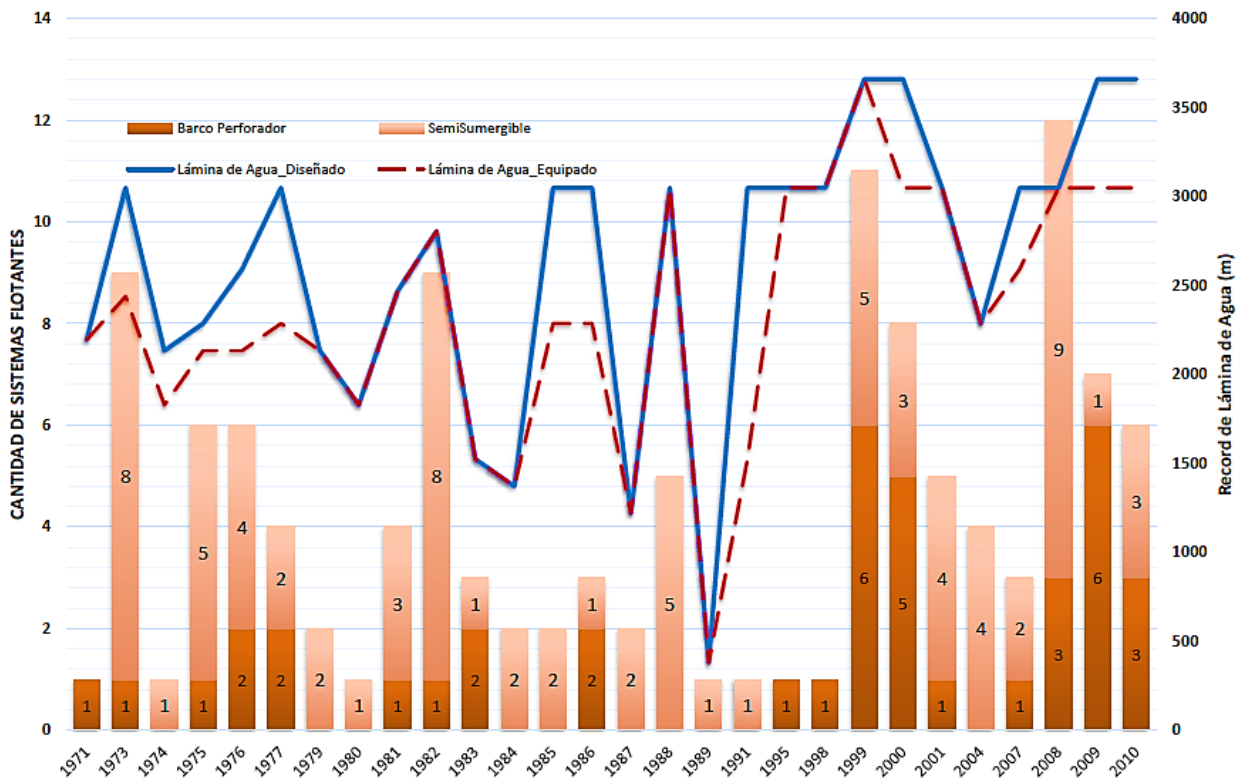
19 Tomado de BAI, Yon and BAI, Qiang. 2010,143

20 Tomado de <https://goo.gl/4uUkLx>

21 CARDENAS, Lascario. Tipos de Plataformas. Universidad Tecnológica de Bolivar. Colombia, 2015.

Un análisis de acuerdo con el interés de las compañías fabricantes de sistemas flotantes se desarrolló con base en la encuesta realizada por la revista Offshore Magazine en el año 2010, los resultados se presentan en la figura 27, donde se observa la evolución en el diseño y fabricación de plataformas semisumergibles y barcos perforadores, la cantidad de sistemas fabricados, los tirantes de agua para los que fueron diseñados y en los que han sido equipados (operados).

Figura 27. Evolución en el Diseño de Sistemas Flotantes



Datos tomados de Offshore Magazine 2010.

Consecuente a lo esperado, en la gráfica anterior puede notarse cómo a partir de los últimos años, 2004 por ejemplo, los sistemas flotantes han sido diseñados para soportar mayores cargas, es decir, operar a mayores profundidades. Como resultado, también puede verse que prevalece la intención de construir mayor

cantidad de plataformas semisumergibles, a pesar de que en la década anterior se observa un aumento en el interés por parte de los fabricantes por los barcos perforadores.

Es importante observar en el comportamiento de las líneas azul y roja discontinua, que representan las láminas de agua diseñadas y equipadas respectivamente. Se puede observar zonas en las cuales, el trazo discontinuo sigue igual trayectoria a la línea azul, lo cual indica, que, para esos años, los sistemas fabricados fueron operados a su límite técnico, es decir, el tirante de agua soportado por la unidad fue igual al tirante diseñado, lo que podría representar un serio peligro, pues el margen de seguridad es reducido en estos casos. Un comportamiento contrario se nota en años como el 2010, donde la profundidad equipada es bastante inferior a la profundidad diseñada, esto seguramente por prevención y nuevas regulaciones, creadas a partir de la trágica explosión de la plataforma Deep Water Horizon en el Golfo de México en ese mismo año.

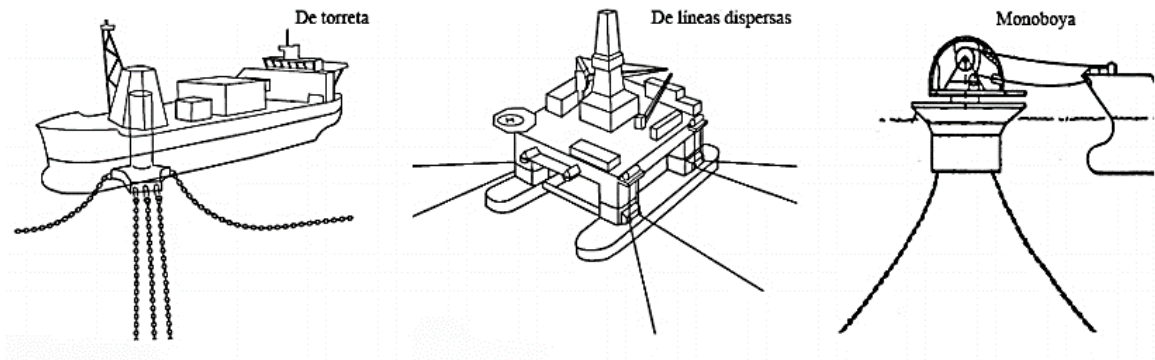
2.1.2 Sistemas de Posicionamiento. Para mantener la posición de un barco o plataforma flotante en aguas ultraprofundas se utiliza dos tipos de sistema; sistema de posicionamiento pasivo (anclaje vertical mediante tendones, anclaje de líneas dispersas y anclaje de punto único), compuesto por una línea de anclaje o más unidas mediante conectores o anclas y, sistema de posicionamiento dinámico, el cual es un sistema que compensa automáticamente las fuerzas naturales (olas, viento y corriente) para mantener el sistema flotante en una posición fija.

✓ **Sistema de posicionamiento pasivo (fondeo y anclaje)**

Se pueden señalar tres grandes tipos de sistemas de posicionamiento pasivo para una plataforma offshore flotante: anclaje vertical mediante tendones, anclaje de líneas dispersas (*spread mooring*) y anclaje de punto único (*single*

point mooring). Dentro del anclaje de punto único se distinguen dos tipos bien diferenciados: el anclaje de torreta (*turret mooring*) y el anclaje monoboya (figura 28).

Figura 28. Sistemas de fondeo

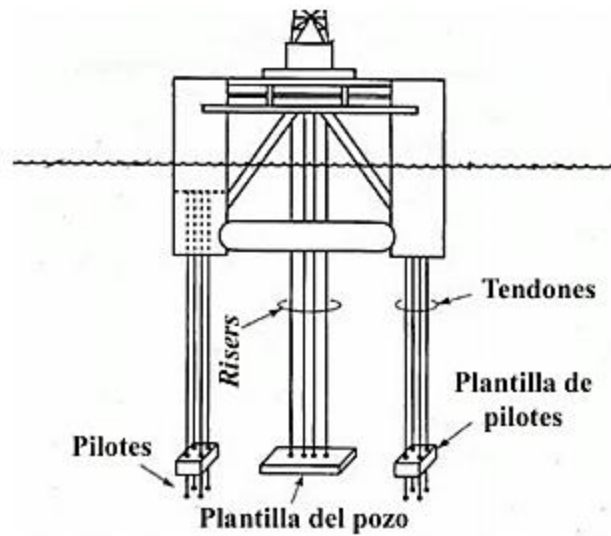


Tomado de AGEITOS SANTOS, Agustín, 2015. 24 p.

- **Sistema de tendones verticales**

Los anclajes de tendones son exclusivos de las plataformas TLP (figura 29) y consisten en una serie de tubos de acero verticales conectados al suelo marino mediante unas plantillas o pilotes. Estas plataformas cuentan con un sistema específico de fondeo; se trata del sistema de tubos de acero dispuestos verticalmente que pueden ser tensados mediante unos cilindros hidráulicos que se alojan en las columnas de la plataforma.

Figura 29. Esquema anclaje vertical mediante tendones de TLP



Tomado de AGEITOS SANTOS, Agustín, 2015. 44 p.

Estos tubos de acero, llamados normalmente tendones, limitan esencialmente el movimiento de arfada ya que, en cierto modo, funcionan como un péndulo invertido gracias a la rigidez de los tendones y al exceso de flotabilidad del casco de la plataforma. Los tendones se anclan al suelo marino mediante pilotes individuales clavados, grupos de pilotes o basamentos de hormigón (conocidos como plantillas de base).

- **Sistema de líneas dispersas**

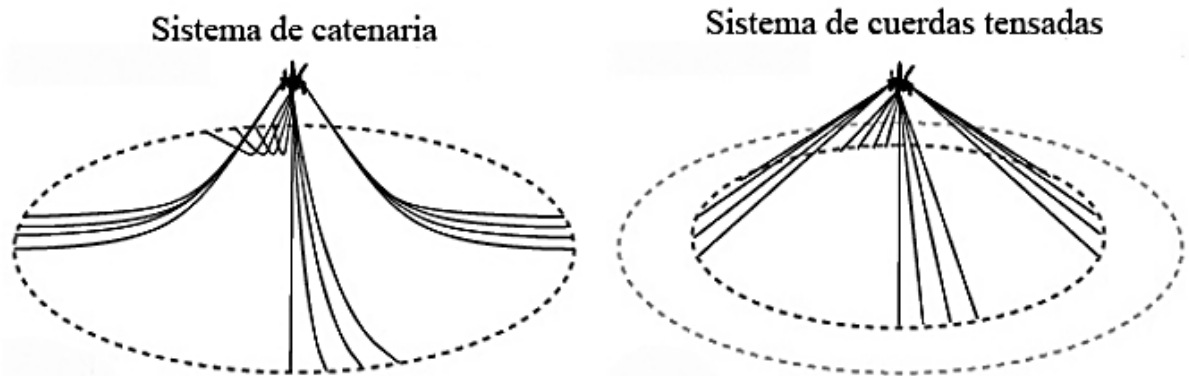
El sistema de líneas dispersas consiste en múltiples amarres que se conectan a la plataforma mediante pasacabos y al fondo marino mediante anclas. La dispersión de los amarres puede hacerse de forma simétrica (especialmente en las plataformas que presentan cierta simetría geométrica, como las Spar o las semisumergibles) o agrupadas alrededor del perímetro de la estructura.

Los amarres de líneas agrupadas suelen ser más efectivos para evitar los efectos indeseables de pérdida de la posición en el caso de rotura de alguna

de las líneas de fondeo. Eso hace que las autoridades de certificación recomienden dicho agrupamiento, lo que hace que sea más comúnmente utilizado.

Dependiendo de cómo se establezcan las líneas de fondeo, los sistemas pueden clasificarse en sistemas de catenaria, de líneas tensadas (*taut mooring*) o de líneas semi-tensadas, como se muestra en la figura 30.

Figura 30. Diferencia entre sistemas de catenarias y de líneas dispersas



Tomado de AGEITOS SANTOS, Agustín, 2015. 26 p.

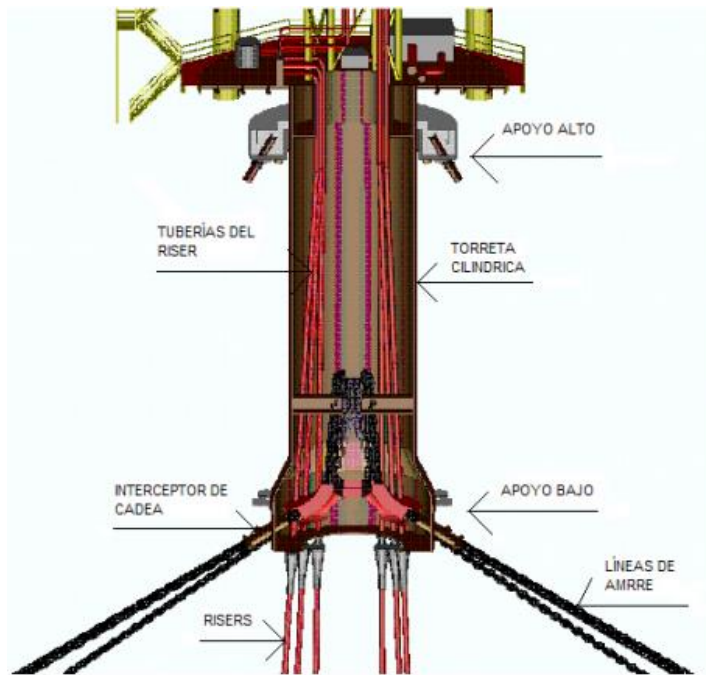
El sistema de catenaria con líneas de cadena o cuerda es el sistema más utilizado en aguas poco profundas. En el fondo del mar la línea de amarre queda horizontal y, en consecuencia, la línea de amarre tiene que ser más larga que la profundidad del agua. Este aumento de la longitud de la línea de amarre también aumenta su peso. A medida que aumenta la profundidad del agua, el peso de la línea en catenaria también aumenta haciendo que el sistema se vuelva económicamente inviable. Por el contrario, el sistema de líneas tensadas normalmente utiliza cuerdas sintéticas tensas, en el que la línea de anclaje entra en el fondo marino con un ángulo de 30 a 45 grados. Tiene la ventaja de que el peso de la línea es mucho menor debido tanto a la propia ligereza del material como a la menor longitud de cuerda utilizada. Es

necesario señalar, no obstante, que mientras que el sistema de catenaria solo está sometido a fuerzas horizontales, los sistemas de líneas tensadas deben ser capaces de resistir tanto fuerzas verticales como horizontales. Por último, el sistema de líneas semi-tensadas es una combinación de ambos sistemas en el que se utilizan tanto líneas tensadas como líneas de catenaria. Éstas se utilizan preferentemente en aguas profundas.

- **Sistema de torreta**

Se denomina sistema de torreta a un sistema multi-funcional específico de las plataformas tipo buque, como los FPSO. La torreta reúne en un solo elemento lo que en otros tipos de plataformas constituyen elementos separados con funciones diferenciadas (elementos de anclaje y de traspaso de crudo, fundamentalmente). Una torreta incluye, por tanto, los elementos del sistema de fondeo, así como el equipamiento necesario para la instalación de las líneas de amarre, y el sistema de transferencia de fluido, incluyendo los ductos de ascenso del crudo (*risers*) (figura 31). También es posible que la torreta sirva como medio para suministrar energía eléctrica a las instalaciones submarinas. Puede decirse, por tanto, que la torreta resulta ser el punto de conexión entre el buque y toda la actividad desarrollada en el fondo marino.

Figura 31. Esquema de una torreta



Tomado de AGEITOS SANTOS, Agustín, 2015. 27 p.

- **Sistemas monoboya**

Una monoboya es una estructura flotante que permite amarrar un buque y al mismo tiempo entregar o recibir, a través de ella, cualquier tipo de hidrocarburo (figura 32).

Figura 32. Izquierda: Esquema monoboya. Derecha: Monoboya posicionada mar adentro



Tomado el 22/08/2018 de, Izquierda: <https://docplayer.es/docs-images/27/10144190/images/9-0.jpg>
Derecha: <http://www.serport.co/wp-content/uploads/2017/04/2016-05-15-PHOTO-00000623-495x400.jpg>

Las monoboyas se utilizan con frecuencia en grandes buques ya que su costo operativo es bastante bajo, además, permite al buque amarrado a ella girar libremente alrededor de su estructura, ubicándose en la misma dirección del viento y la corriente marina, de tal forma que el buque amarrado a la monoboya ofrece la menor resistencia a las fuerzas de las olas, corrientes y vientos. Estructuralmente se compone básicamente de una boya circular cuyo diámetro varía de 10 a 17 metros, anclada en el fondo de mar. Sobre la boya hay una estructura giratoria montada sobre cojinetes de rodillos que permite la rotación de 360 grados. Esta estructura giratoria está equipada con tuberías, válvulas, conexiones, instrumentos de navegación y control y a ella están conectadas las mangueras flotantes.

✓ **Sistema de Posicionamiento Dinámico (DP)**

Un sistema de DP es un sistema controlado por un ordenador para mantener automáticamente un sistema flotante en su posición y rumbo utilizando sus propios propulsores (*thrusters*) y hélices. Éste puede ser visto como un sistema completo que incluye puestos de mando, sensores de referencia de posición,

girocompás y una gama de diferentes sensores que dan información al operador acerca de la situación del sistema flotante y las fuerzas que influyen en su dirección. En definitiva, es un sistema que automáticamente controla la posición y el rumbo de un barco o plataforma exclusivamente con el uso de propulsión activa.

La parte más importante de cualquier sistema DP es su ordenador controlador, el cual recibe los datos de una gran variedad de fuentes y genera comandos de propulsión con los que controla y maniobra el sistema flotante. Para poder controlar se necesita medir, por lo que el ordenador controlador se encuentra conectado a diferentes sistemas suministradores de posición y rumbo, en la vida real son PRS (Position Reference Systems) y giróscopos.

Los PRS suministran información acerca de la posición, son independientes unos de otros y también están conectados de manera independiente al ordenador controlador, sus principios de operación pueden ser completamente diferentes, los hay basados en satélite (GPS, DGPS, GLONASS, etc.), en láser (Fambeam, Cyscam), en Microondas (Artemis, RADius, RadaScan, etc.), en sistemas hidroacústicos o incluso mecánicos (TautWire). Cuanto mayor sea el número de sistemas suministradores de la posición, mayor será la precisión de ésta y menor el impacto de la pérdida de un sistema.²²

Existe un punto de referencia (*SetPoint*) o valor deseado, el cual es una posición geográfica y un rumbo, ambos introducidos por el operador de posicionamiento dinámico (DPO). La medida de la posición y el rumbo es continuamente enviada al ordenador, obteniendo la desviación o diferencia con el valor de referencia y

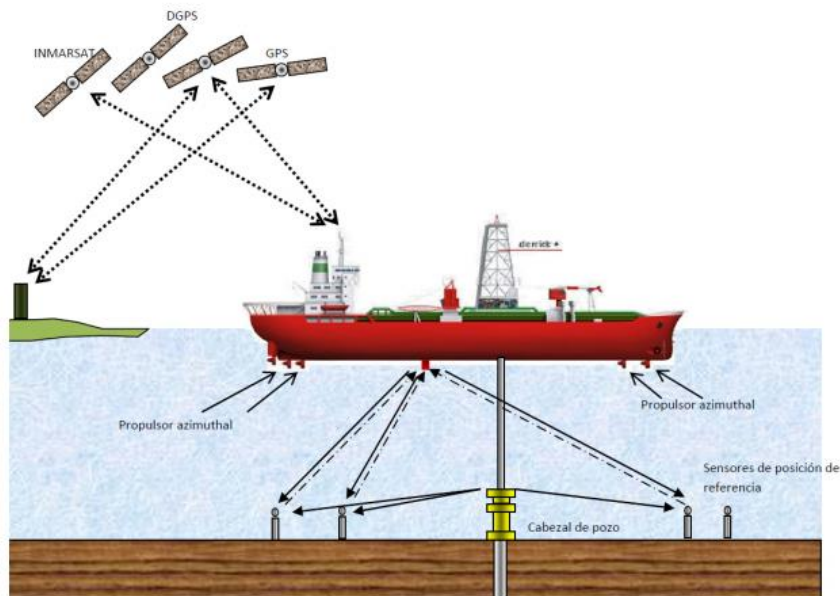
22 VILLAR ARENAL, José Manuel. DYNAMIC POSITIONING: PRINCIPLES, FEATURES, AND OPERATIONS. Trabajo de fin de grado para acceder al título en INGENIERÍA NAÚTICA Y TRANSPORTE MARÍTIMO. Escuela Técnica Superior de Náutica. Universidad de Cantabria. 2012. Pag. 5

dando éste las órdenes necesarias al sistema de propulsión y gobierno para reducir (o mantener) este error a cero.

- **Operaciones con sistema de DP en la industria offshore**

Los sistemas DP son cada vez más frecuentes en la industria petrolera offshore, especialmente en casos en que el posicionamiento no es permanente. Existen múltiples operaciones que se desarrollan con este sistema de posicionamiento, principalmente, operaciones de descarga de crudo a buques petroleros (figura 33), operaciones de perforación, posicionamiento de barcos de apoyo (buques grúa o de manejo de anclas). No obstante, la aplicación de los sistemas de posicionamiento dinámico no queda restringidos a estos usos, sino que se pueden encontrar sistemas basados en DP en los ROV o en los barcos de transporte de personal y se pueden utilizar asimismo en operaciones de muy diversa naturaleza: dragado, mantenimiento de tuberías, etc.

Figura 33. Posicionamiento Dinámico de un buque de perforación



Tomado de AGEITOS SANTOS, Agustín, 2015. 57 p.

✓ **Comparación de sistemas DP con sistemas de posicionamiento pasivo**

A continuación, se destacan las ventajas e inconvenientes que presenta el sistema DP frente a los tradicionales sistemas pasivos de posicionamiento. Entre las ventajas del sistema de DP se encuentran: Se obtiene un posicionamiento rápido y fácil incluso sobre una localización difícil, da una respuesta rápida a las condiciones meteorológicas del entorno, análogamente, responde de forma rápida a cambios de las exigencias de la operación, tiene la capacidad de resultar operativo en cualquier tirante de agua, es capaz de completar tareas cortas más rápido y económicamente, anula gran parte del riesgo de daño del equipo en el fondo del mar, así como de las líneas de amarrare y anclas, no conlleva inconvenientes del amarrare cruzado con otros navíos o plataformas fijas, tiene la capacidad de modificar la posición rápidamente.

No obstante, los sistemas de DP cuentan con ciertas desventajas que habrá que valorar durante la ejecución del posicionamiento y, de ser el caso, durante la construcción del buque o plataforma que se desea posicionar; entre ellas, se citan: Tiene una alta producción y gastos de explotación, puede fallar en su tarea de mantener la posición adecuada debido a fallos técnicos en el equipo, genera gastos diarios más altos comparados con los sistemas de posicionamiento pasivos, conlleva un gran gasto de combustible, los propulsores pueden resultar peligrosos para los equipos de buzos o para los vehículos operados por control remoto (ROV), tiene la posibilidad de perder la posición en condiciones meteorológicas extremas o en aguas poco profundas y mareas fuertes, requiere que más personal maneje y mantenga el equipo.

2.1.3 Riser Submarino. El riser es el segmento de tubería vertical o casi vertical que conecta las instalaciones por encima del agua (facilidades de superficie) con la tubería submarina. Se utiliza para proporcionar una trayectoria al flujo de retorno (lodo de perforación) entre el pozo y el equipo perforador y para guiar la sarta de perforación o tubería de revestimiento al conjunto de válvulas preventoras de reventones (BOP) y el fondo del mar. El riser debe soportar las fuerzas laterales del mar como también los movimientos del equipo sobre el pozo. En la figura 34 se muestra un riser marino en superficie, antes de ser instalado.

Figura 34. Riser marino en superficie



Tomado de GARCÍA VACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. 2011. 421 p.

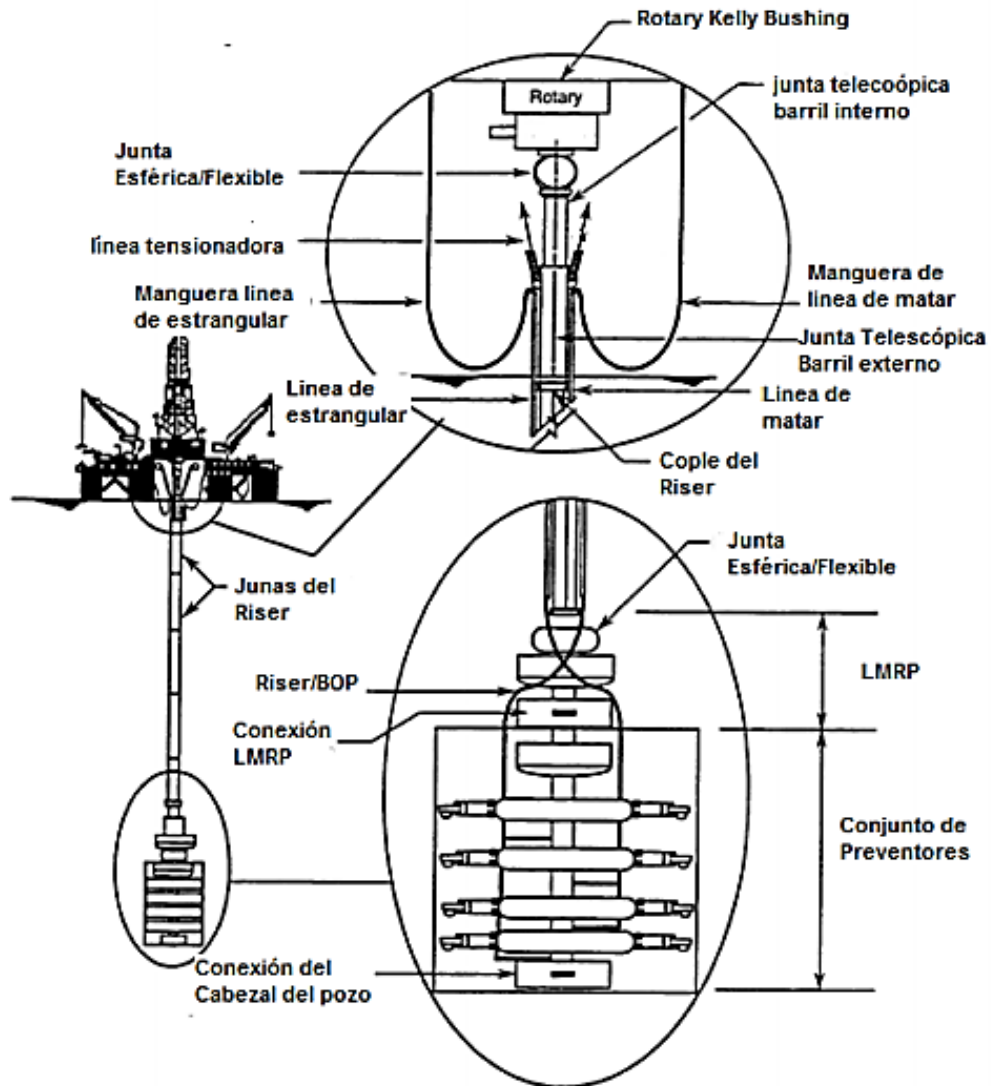
✓ **Partes del Riser**

• **Cuerpo del riser**

Está conformado por tramos de tubería generalmente de 22,8 m (75 ft) de longitud. Estos tubos llevan integrados los conectores (macho y hembra), la

línea de matar, línea de estrangular, en forma unitaria para su fácil conexión y desconexión con el equipo flotante (figura 35).

Figura 35. Sistema integrado Riser marino



Fuente: API-RP 16Q 27.

- **Sistema tensionador**

Consiste en un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su peso se recargue sobre sí mismo y sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal. Este peso puede crear cargas adicionales de flexión y de pandeo capaces de fatigar alguno de los componentes del sistema de perforación submarino.

- **Anillo tensionador**

Es un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril interior de la junta telescópica, está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y, por lo tanto, permite el movimiento de rotación de la unidad flotante que se esté utilizando, que puede deberse al oleaje marino.

- **Junta telescópica**

Se instala en la parte superior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje. Cuenta con un barril exterior fijo, que se encuentra unido al riser marino y bajo tensión mediante cables y un barril interno deslizable.

- **Junta esférica o flexible**

Se utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por la corriente y el oleaje. Se encuentra instalada en la parte inferior de la sarta del riser y en la parte superior del conjunto de preventores permitiendo deflexiones angulares hasta de 4.5 grados con respecto a la vertical.

- **Línea de estrangular y de matar**

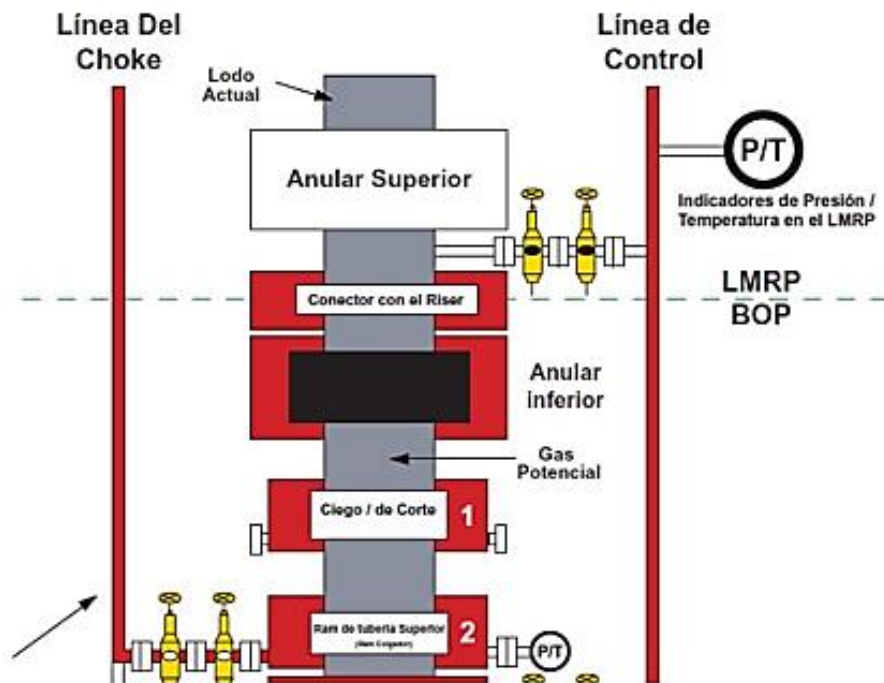
Son tubos de alta resistencia que van desde el aparejo de preventores en el lecho marino hasta el equipo flotante de perforación. Sirven para bombear o descargar fluido a presión, particularmente cuando se presenta un amago de

reventón, brote o descontrol. Se encuentran aseguradas al riser vertical marino por medio de grapas y disponen de conectores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

- **Conjunto LMRP (Lower Marine Riser Package)**

El LMRP consiste en el anular superior, la junta flexible y el adaptador del riser (figura 36). La junta flexible permite que el riser se desvíe unos grados de la vertical sin perforar demasiado ni dañar el conector, los preventores de reventón y el cabezal del pozo. La parte superior de este conjunto contiene las trayectorias del flujo y el sistema del desviador.

Figura 36. Conjunto LMRP



Tomado de GARCÍA VACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. 2011. 406 p.

✓ Tipos de riser

De acuerdo con la operación que realice el riser marino, éste puede ser riser de perforación, riser de terminación, riser de reparación o riser de producción.

✓ Funciones Riser de Perforación

El riser de perforación permite realizar las siguientes operaciones:

- Extender el pozo desde el fondo marino hasta la superficie.
- Proveer comunicación de los fluidos entre el pozo y las operaciones de perforación en la superficie.
- Proporcionar un conducto seguro para utilizar, sin interferencia del medio marino, la sarta de perforación y herramientas requeridas para la operación.
- Soportar las líneas de matar, estrangular y auxiliares.
- Funciona como medio para instalar y remover las BOPs.²³

2.1.4 Cabezal submarino. El cabezal submarino (*wellhead*), es el ensamble de tuberías y elementos que se instala en la parte superior del pozo para tener seguridad y eficiencia en la producción proporcionando una interface entre pozo y árbol submarino, así mismo tiene como propósito apoyar el BOP mientras se está perforando, y en algunos casos, soportar y sellar el colgador de tubería.

Se puede decir que el cabezal es el elemento clave en el lecho marino. Se conecta a la unidad flotante de perforación a través del sistema de preventores y del riser.

23 JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Ciudad de México. p. 26 – 30.

El cabezal se encuentra sometido a cargas ocasionadas por las fuerzas ambientales que actúan sobre la plataforma marina y sobre el riser, las cuales se transmiten a lo largo de este último hasta el conjunto de preventores y el cabezal que se encuentran en el lecho marino.

Existen dos diferentes tipos de cabezal de pozo; el submarino (*subsea*), empleado para pozos más profundos con plataforma flotante y el *mudline*, para perforar en tirante de agua poco profundo con plataforma fija, es decir, la elección del tipo de cabezal depende, principalmente, del tirante de agua y tipo de plataforma o equipo utilizado para la perforación del pozo.

Los cabezales submarinos se presentan en diferentes arreglos dependiendo de las características de cada pozo, teniendo los siguientes diámetros :13 5/8", 16 3/4", 18 3/4" (más común), 21 1/4".

Existen diferentes tipos de conexiones entre los cabezales y los árboles submarinos; tipo mandril, tipo hub y tipo DWHC (Deep-Water, High-Capacity). En aguas profundas se suele emplear el DWHC 700 y el SMS 800.

Las presiones a las que usualmente trabajan los sistemas de cabezal de pozo son del rango de entre 5000 y 15000 psi.

✓ **Funciones**

- Dar un elemento de soporte estructural para el equipo de perforación y el pozo.
- Proveer una barrera segura para el pozo durante la perforación por medio de las tuberías de revestimiento que se cuelgan de él.

✓ **Componentes**

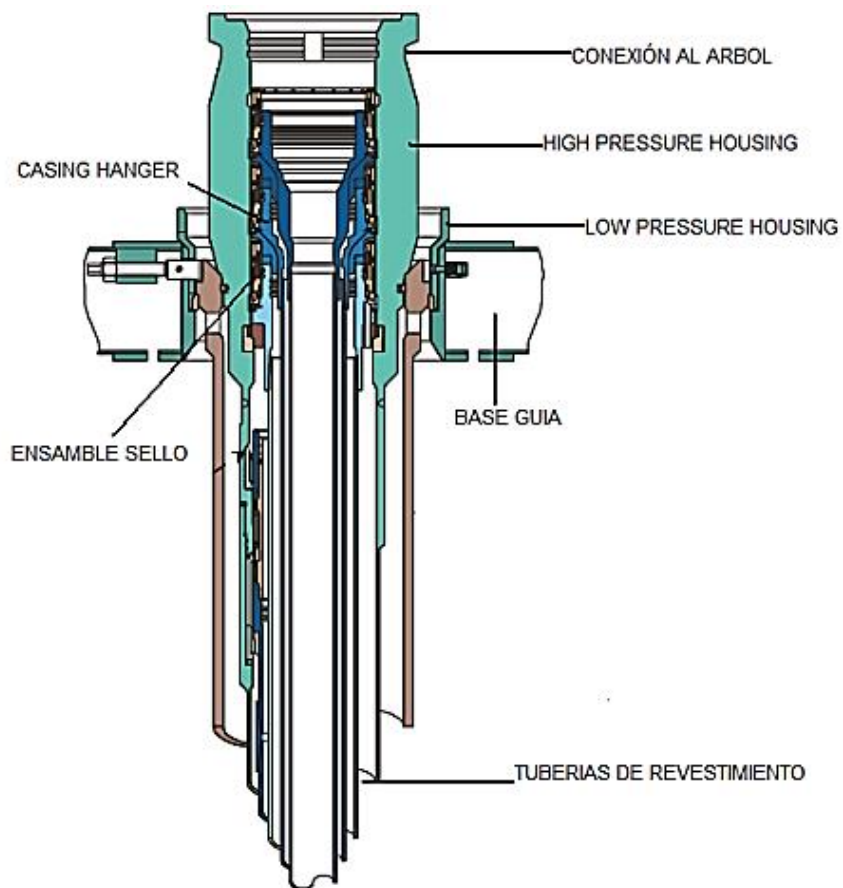
Los componentes más importantes de un cabezal submarino son:

- Cabezal alojador de tuberías de revestimiento (Casing Hanger).
- Ensamble de sello.

- Base guía.
- Conexión al árbol.
- Cabezal alojador de alta presión (High Pressure Housing).
- Cabezal alojador de baja presión (Low Pressure Housing).^{24, 25}

Los componentes de un cabezal submarino se muestran esquemáticamente en la figura 37.

Figura 37. Componentes de un cabezal submarino



Tomado de LANDON MOJICA, Francisco Javier, RODRIGUEZ RAMIREZ, Levi Gamaliel. 2010. 25 p.

24 LANDON MOJICA, Francisco Javier, RODRIGUEZ RAMIREZ, Levi Gamaliel. SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN. Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura "Unidad Ticoman". México D.F., 2010. p. 24 -25.

25 JOSÉ JOSÉ. Op. cit., p. 35.

✓ **Parámetros de selección**

- Tamaño
- Rango de presión que soporta
- Máximo de cargas que resiste

✓ **Cabezales empleados en Aguas Profundas y Ultra Profundas**

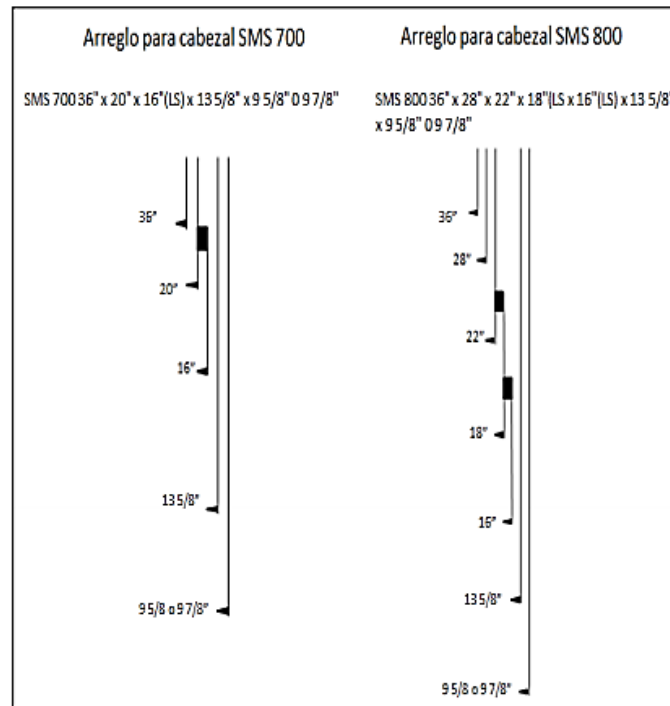
Hay dos sistemas de cabezales comúnmente empleados para trabajar en aguas profundas y ultraprofundas, en la sección riserless, denominados SMS 700 Y SMS 800, (figura 38) los cuales cumplen con los requerimientos de resistencia a la presión interna.

SMS 700. Cuenta con una capacidad de carga de 7 millones de libras, el diámetro exterior del cabezal de 27" y es capaz de resistir 15000 psi de presión interna. Con un cabezal SMS 700 se tiene la opción de emplear una TR de 20".

SMS 800. El cabezal SMS 800 tiene una capacidad de carga certificada de 8 millones de libras, diámetro exterior de 30" y es capaz de resistir 15000 psi de presión interna. Se pueden emplear cabezales SMS 800 para TR de 28" y TR de 22".²⁶

26 CRUZ RODRÍGUEZ, Francisco Antonio. Cementación de tuberías de revestimiento riserless con aplicación de técnica inner string en proyectos de aguas profundas. Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. Unidad Ticomán. Ingeniería Petrolera. Ciudad de México, 2017. p. 44 - 47

Figura 38. Arreglo de Tuberías de Revestimiento con cabezales SMS 700 y SMS 800



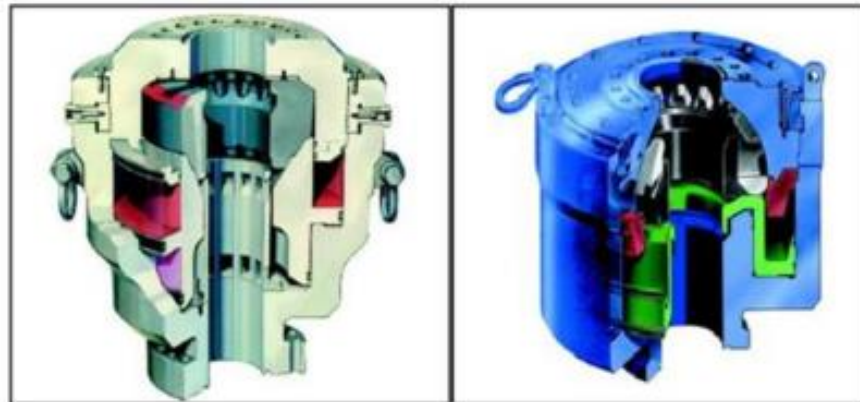
Tomado de CRUZ RODRÍGUEZ, Francisco Antonio. 2017. 47 p.

2.1.5 Sistema preventivo de reventones BOP (Blowout Preventer). El BOP es una válvula especializada, grande, usada para sellar, controlar y monitorear los pozos de gas y petróleo. Fueron desarrollados para enfrentar presiones erráticas, extremas y flujo incontrolado (amago de reventón de la formación) que surge del yacimiento durante la perforación. Los amagos o arremetidas de la formación llevan a un evento potencialmente catastrófico conocido como reventón. Además de controlar la presión pozo abajo y el flujo de petróleo y gas, los preventores evitan que la tubería de perforación y revestimiento, las herramientas y los fluidos de perforación sean expulsados del pozo cuando hay un reventón. Los BOP son críticos para la seguridad de la cuadrilla, los equipos y el ambiente, y para el monitoreo y mantenimiento de la integridad del pozo; por esta razón, los BOP deben ser dispositivos a prueba de fallas. La figura 39 presenta esquemáticamente un sistema BOP.

- **Preventores anulares**

El preventor consiste en un elemento de empaque circular hecho de goma, un pistón, un cuerpo y un cabezal que cuando se bombea fluido hidráulico en la cámara de cierre (figura 40), el elemento de sellado es empujado hacia adentro de un movimiento vertical u horizontal del empaquetador.

Figura 40. Preventores anulares



Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 347 p.

Típicamente, los preventores anulares van ubicados en la parte superior del conjunto de BOP (uno o dos BOP anulares), encima de una serie de varios BOP de ariete.

La mayoría de los preventores anulares cierran alrededor de la tubería de perforación, las líneas de cables o en una emergencia del pozo abierto, es decir, puede cerrarse alrededor de la sarta de perforación, de revestimiento o de un objeto no cilíndrico, como la junta Kelly (en los sistemas convencionales). La tubería de perforación, incluidas las uniones de diámetro mayor o conectores roscados, puede moverse verticalmente a través de un BOP anular a tiempo que se contiene la presión desde abajo aplicando un control cuidadoso de la presión hidráulica de cierre.

La mayoría de preventores anulares están diseñados para una presión máxima de cierre recomendada de 1500 psi (103.42 bar), aunque algunos tienen una presión máxima de trabajo en la cámara de operaciones de 3000 psi (206.24 bar).

Las regulaciones requieren que un preventor anular pueda cerrar completamente el pozo, pero generalmente no son tan efectivos como los preventores de ariete para mantener el sello en un pozo abierto o sin entubar.

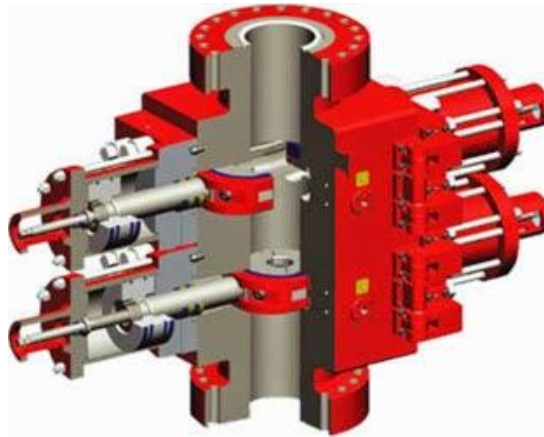
- **Preventores de ariete (o esclusas)**

Un BOP de ariete tiene un funcionamiento similar al de una válvula de compuerta, pero usa un par de émbolos de ariete opuestos. Los arietes se extienden hacia el centro del hoyo del pozo para restringir el flujo, o se retraen para permitirlo (figura 41). Las caras superior e inferior de los arietes están provistas de obturadores (sellos de elastómero) que se comprimen uno contra el otro, contra la pared del pozo y alrededor de la tubería que atraviesa el recinto del pozo.

Las salidas en los lados del cuerpo del BOP se usan para conexiones de las líneas de estrangular y de matar o de válvulas.

La mayoría de los preventores de ariete se cierran con una presión de operación de 1500 psi (103, 42 bar) y según condiciones específicas que requieran una presión o un procedimiento diferente.

Figura 41. Preventor de arietes

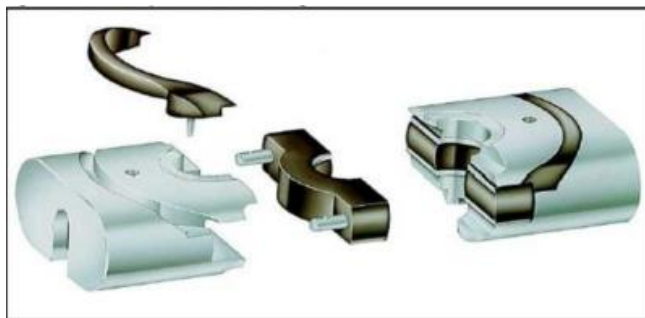


Tomado el 04/09/2018 de < <http://2.bp.blogspot.com/-XcP996WkquE/VSWI7kLeP-I/AAAAAAAAAFc/C4aKQD0YPgA/s1600/BOP.jpg>>

Arietes ciegos

Son arietes especiales que tienen elementos de empaque grandes y se hacen para cerrar sin que haya tubería en el pozo (figura 42). Al probarlos, deben estar presurizados a la clasificación plena.

Figura 42. Cuerpo de ariete ciego



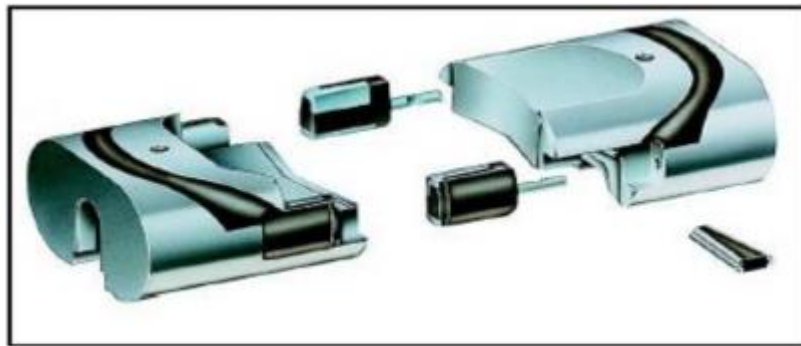
Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 354 p.

Arietes cortadores

Son un tipo de ariete los cuales cuentan con hojas especiales para cortar tubulares de tubería, tubería de perforación, tubería pesada entre otros (figura 43).

Tienen tolerancias de cierre pequeñas. Cuando se cierran para probar su funcionamiento, no se deben cerrar de golpe con alta presión, sino que hay que cerrarlas con una presión de operación reducida de aproximadamente 200 psi (13.78 bar).

Figura 43. Cuerpo de ariete de corte

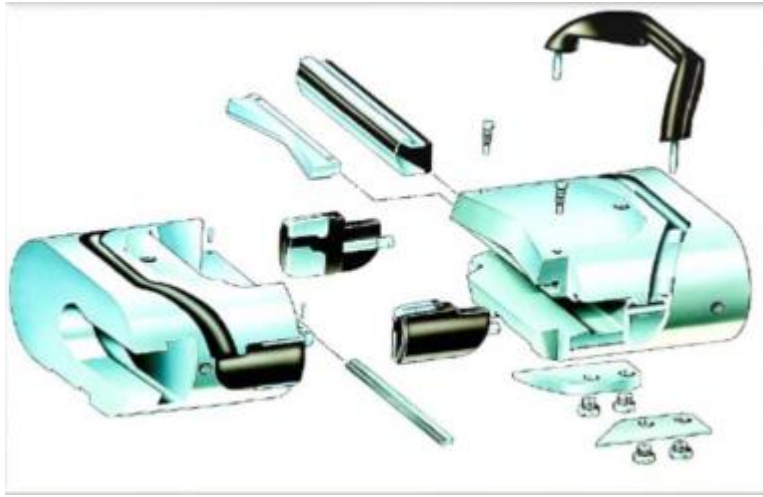


Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 354 p.

Arietes ciegos/cortadores

Los arietes ciegos/cortadores combinan tanto la capacidad ciega de cerrar el pozo abierto como la capacidad de cortar (figura 44). Éstos ofrecen la ventaja de cortar la tubería y sellar el pozo abierto después de cortar la tubería, otra ventaja de los arietes ciegos /cortadores es el ahorro de espacio al usar un solo juego para hacer el trabajo tanto de arietes ciegos, como de los arietes cortadores.

Figura 44. Cuerpo de ariete ciego/cortador



Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 355 p.

Arietes de diámetro variable

Los arietes de diámetro variable sellan varios tamaños de tubería y pueden servir como ariete principal para un tamaño de tubería y ariete de soporte para otro tamaño (figura 45).

Un juego de arietes de diámetros variables en un preventor podría ahorrar un viaje de ida y vuelta del conjunto de preventores submarinos y se debe a que no hace falta cambiar las esclusas cuando se usan sartas de tuberías de diferentes diámetros.

En este tipo de ariete, el empaque contiene insertos de acero de refuerzo, que son similares a aquellos que están en el empaquetador del anular, estos insertos giran hacia adentro cuando se cierran los arietes, haciendo que el acero provea el soporte para la goma que sella contra la tubería.

Los arietes de diámetro variable son adecuados para emplear donde hay presencia de H₂S.

Figura 45. Cuerpo de ariete de diámetro variable



Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 356 p.

✓ **Organización del conjunto BOP**

El conjunto de BOP se puede armar con diferentes configuraciones. La figura De acuerdo al Boletín API RP 53, los códigos recomendados para designar los componentes de los arreglos de los preventores de reventones son como la figura 46:

A = Preventor de reventones tipo anular

G = Preventor tipo simple, con un solo juego de arietes ciego o de tubería, según prefiera el operador

Rd = Preventor del tipo doble, con doble juego de arietes, colocados como prefiera el operador

Rt = Preventor del tipo triple, con tres juegos de esclusas, colocados como prefiera el operador

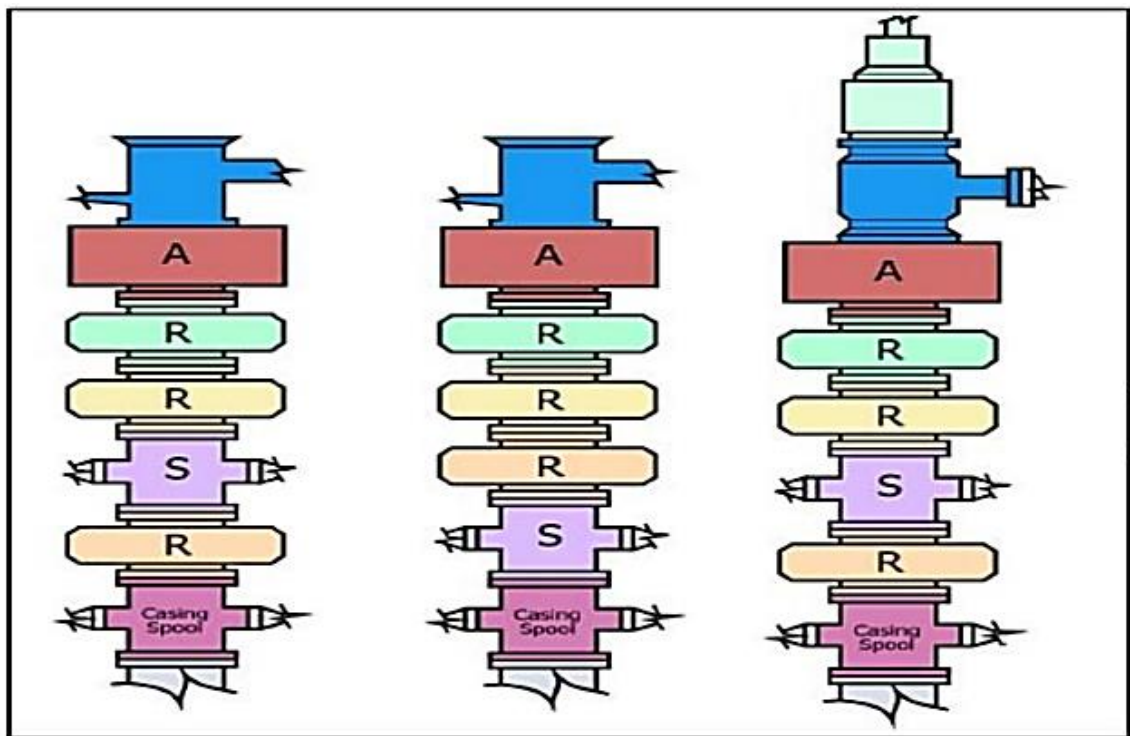
CH = Conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo o los preventores unos con otros

CL = Conector de baja presión a control remoto que conecta el riser con el conjunto de BOP

S = Sección con conexiones de salida laterales opuestas; una para la línea del estrangulador y la otra para la línea de matar.

M = Clasificación de trabajo de 1000 psi (68.96 bar)

Figura 46. Arreglo de preventores de reventones según Boletín API RP 53



Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 425 p.

Se puede identificar las columnas de BOP por medio de simples designaciones, como, por ejemplo:

157M-7-1/16" (179.39 mm)-RSRRA

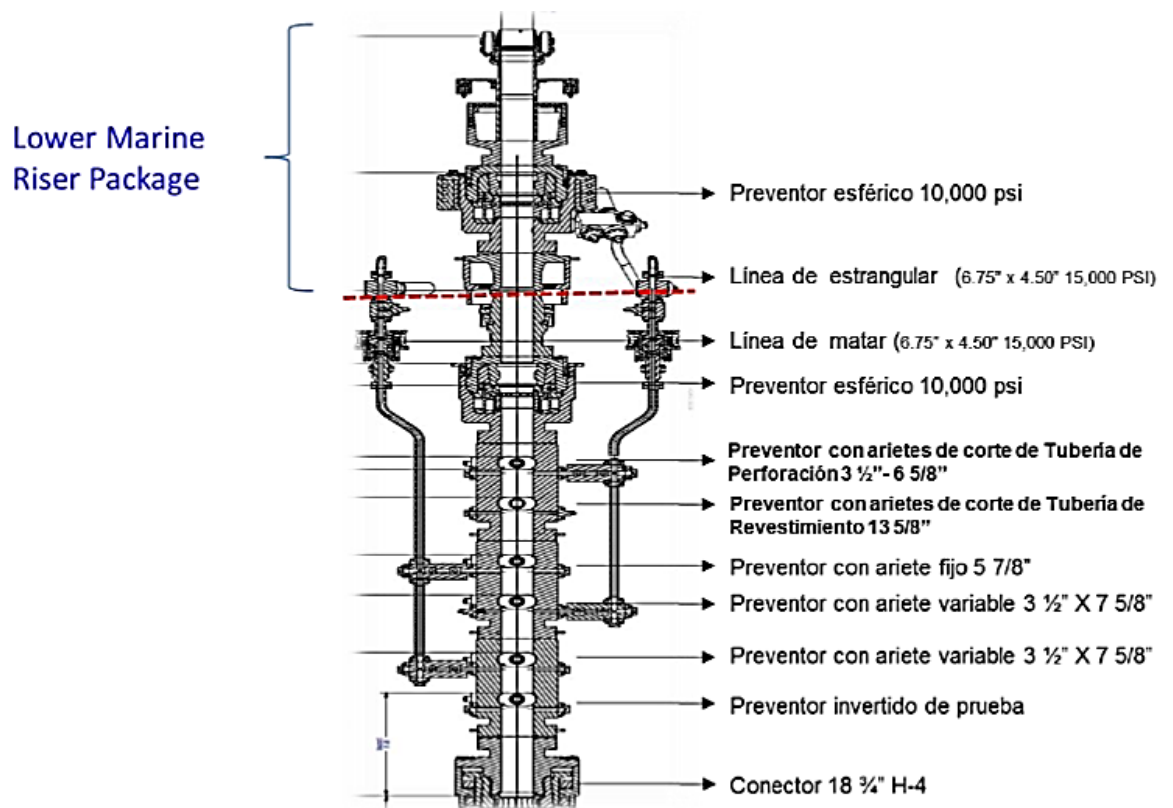
10M-13- 5/8" (346.08 mm)-RSRRA

5M-18-3/4" (476.25 mm)-RRRRAA

La primera de las columnas de BOP anteriores estaría clasificada para una presión de trabajo de 15000 psi, tendría un diámetro de 7-1/16 pulgadas (179.39 mm), la segunda para 10000 psi y la tercera para 5000 psi. Un ejemplo de un arreglo de BOP de 15000 psi se muestra en la figura 47.

Hay configuraciones deseables, pero con más arietes, la columna se hace más pesada, más grande y más costosa, pero se diseña la más adecuada para la tarea y el área que incluye cierto grado de seguridad.²⁷

Figura 47. Arreglo de BOP 15000 psi para Aguas Profundas



Tomado de JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Ciudad de México. p. 34

27 GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. MANUAL BÁSICO DE CONTROL DE POZO PETROLERO. Coinspetrol Ltda. Técnico Laboral en Perforación y Completamiento de Pozos de Petróleo. Villavicencio 2011. p. 345-356, 403-406, 421

El conjunto de BOP debe proveer una solución total para el programa de perforación. Se pueden usar más juegos de preventores o preventores de doble propósito, sin embargo, al agregar más componentes, esto incrementa la altura general del conjunto y dado que podría tomar varios días para desconectar y maniobrar el conjunto para hacer cambios o reparaciones en los componentes, es común usar esclusas ciegas de corte y de diámetro variable.

Como la tecnología de aguas ultraprofundas evoluciona, el conjunto de preventores se torna más complejo.

Las unidades de posicionamiento dinámico poseen instrumentos que proyectan la posición de equipo si utiliza el “circuito amarillo” donde muestra la zona donde está el equipo, si el indicador se mueve al circuito rojo comienza la secuencia de desconexión de emergencia.

Esta secuencia anula el sistema de control normal de BOP. Una serie de sistemas desconectores de emergencia fueron desarrollados para activarse en el caso de una pérdida de señales eléctricas o hidráulicas entre el sistema de control y el conjunto de BOP.

Independientemente del sistema, el objetivo de ello es cerrar rápido y seguro, aunque el equipo haya perdido el riser, el pozo o experimente cualquier otra emergencia. El conjunto de BOP está lleno de instrumentos que miden tanto presión como temperatura. También se tienen medios para que el vehículo operado remotamente (ROV), accione las funciones del conjunto de BOP y cierre de emergencia en caso de una situación de desconexión.

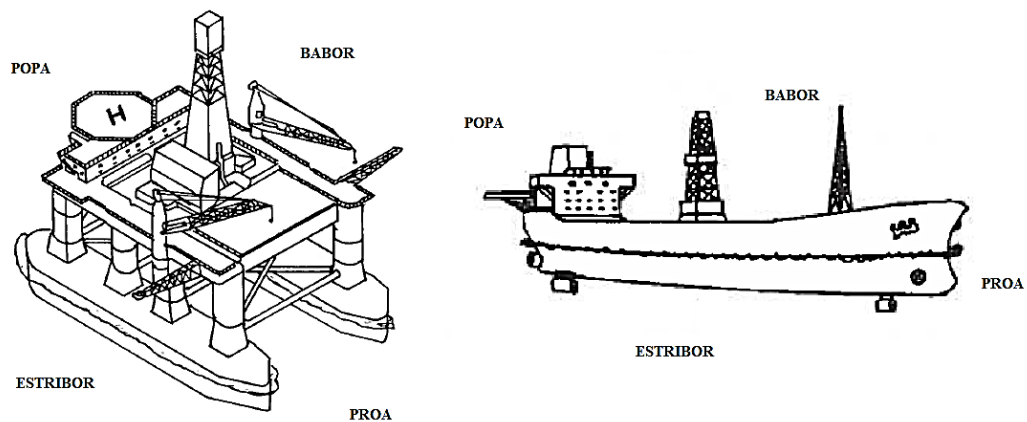
2.1.6 Estabilidad Hidrostática en Sistemas Flotantes. El comportamiento en el mar es una medida de la capacidad que tiene una estructura flotante para adaptarse a las condiciones a las que está sometida. El concepto de estabilidad hidrostática de un sistema se desarrolla a partir de su flotabilidad y está relacionado con la capacidad que tiene la embarcación para retornar a su posición

después de que por efecto de la aplicación de una fuerza externa ha experimentado un cambio de posición, dirección o inclinación.

De acuerdo con la flotabilidad del sistema, las estructuras se clasifican en neutralmente flotantes y positivamente flotantes. Los sistemas neutralmente flotantes se refieren a aquellos que con aumentos de marea tienden a elevarse con el nivel del agua, es decir, tiene libertad de movimiento en el eje vertical, mientras los sistemas de flotabilidad positiva son aquellos que se encuentran fuertemente amarrados al lecho marino, restringiendo el movimiento de las plataformas en la dirección vertical.

En lenguaje naval, es importante identificar las partes de una embarcación. En la figura 48, se muestran para una plataforma Semisumergible y para un barco perforador.

Figura 48. Partes de un Sistemas Flotantes



Modificado de Angus Mather, 2000.

✓ Movimientos de Traslación del Sistema

La flotabilidad positiva de los sistemas flotantes permite el movimiento de traslación de la unidad en dirección de cada uno de los ejes cartesianos, así como se indica en la figura 49.

- **Traslación en el eje X**

Movimiento denominado avance; Surge en inglés, debido a que es generado por el oleaje. La unidad se mueve hacia adelante y hacia atrás por el eje x o eje longitudinal.

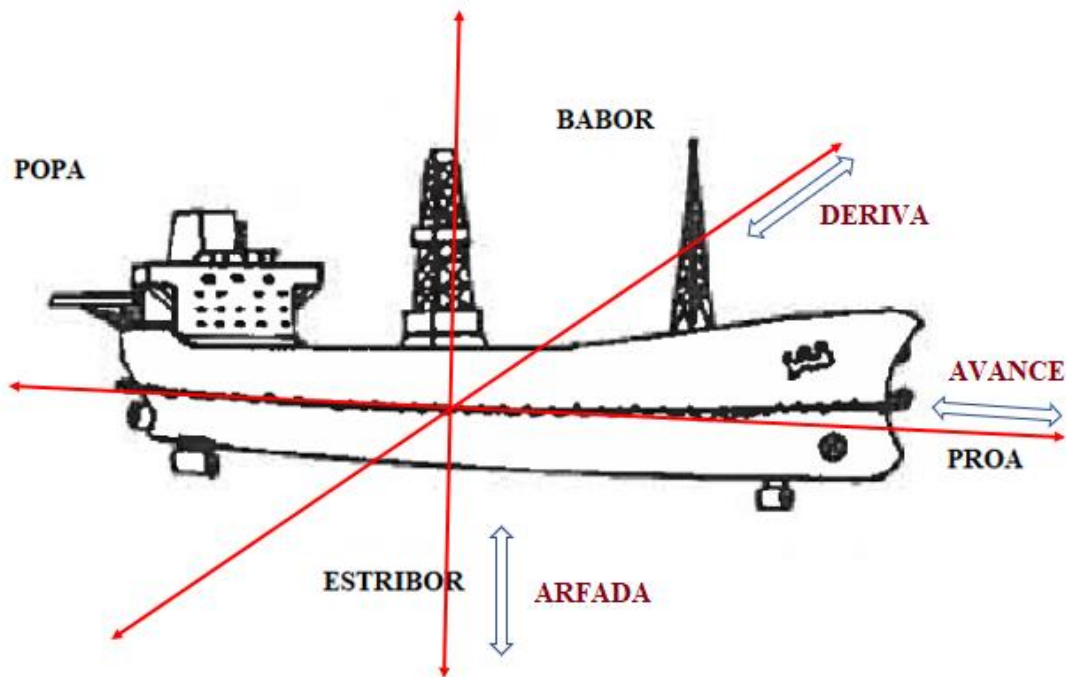
- **Traslación en el eje Y**

Movimiento denominado deriva; Sway en inglés. La unidad se mueve lateralmente en dirección del eje y o eje transversal.

- **Traslación en el eje Z**

Movimiento denominado arfada; Heave en inglés. La unidad se mueve verticalmente hacia arriba y hacia abajo por el eje z.

Figura 49. Movimientos de Traslación del Sistema Flotante



Modificado de Angus Mather, 2000.

✓ Movimientos de Rotación del Sistema

Las corrientes marinas, el viento y el oleaje promueven el movimiento rotativo de los sistemas flotantes, identificándose tres tipos de rotaciones, una sobre cada uno de los ejes cartesianos. La figura 50 señala el sentido de la rotación en cada uno de los movimientos.

- **Balanceo (Roll)**

Rotación de babor a estribor. Movimiento alrededor del eje x.

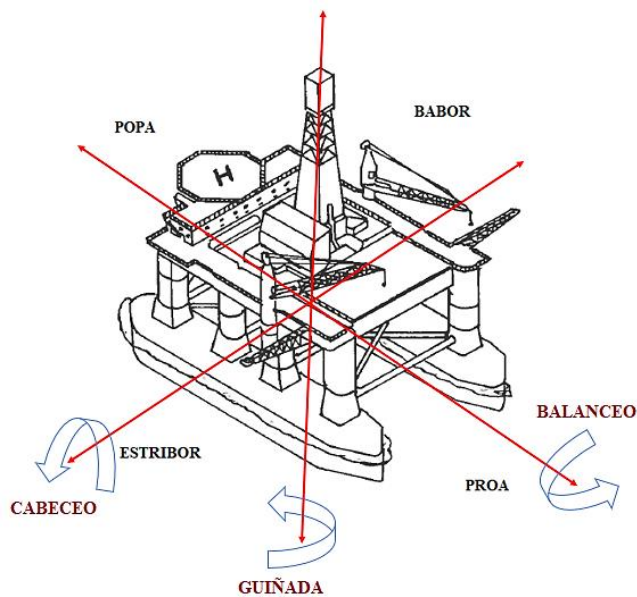
- **Cabeceo (Pitch)**

Rotación de popa a proa. Movimiento alrededor del eje y.

- **Guiñada (Yaw)**

Rotación alrededor del eje z

Figura 50. Movimientos de Rotación del Sistema Flotante



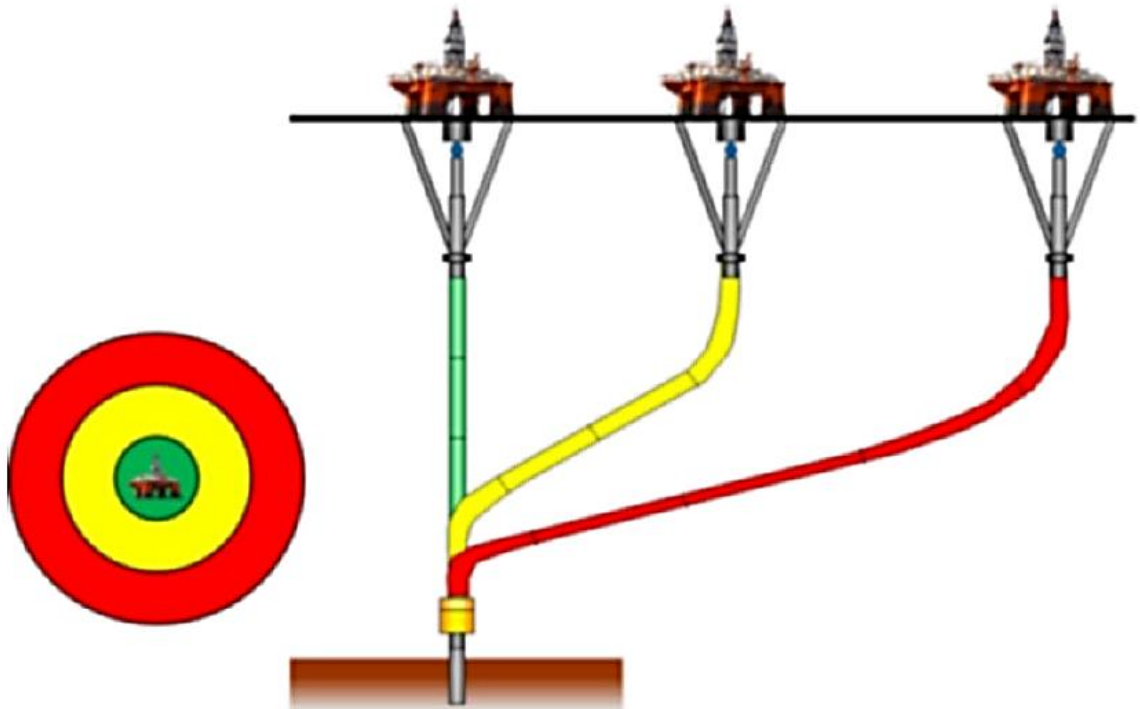
Modificado de Angus Mather, 2000.

✓ Modos de Operación de los Sistemas Flotantes

El movimiento de los sistemas flotantes es de vital importancia especialmente durante el desarrollo de operaciones por parte la embarcación, por tanto, su monitoreo debe ser constante y permanente.

De acuerdo con la traslación de la unidad, se debe garantizar que esta se encuentre en un radio adecuado para operar, de manera que se establece ciertos modos de operación y libertad de desplazamiento asignados a cada uno. La figura 51 esquematiza los radios demarcados de acuerdo con la desviación de la plataforma respecto a la vertical del pozo.

Figura 51. Libertad de Desplazamiento en cada Modo de Operación



Fuente: JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Ciudad de México. p. 33

- **Modo de Perforación**

En color verde se muestra el radio óptimo para desarrollar la perforación, se logra cuando el ángulo de desviación es menor a 1°. En este caso, la combinación de todas las condiciones del pozo, ambientales y del equipo permite realizar las actividades propias de la perforación de manera segura.

- **Modo Conectado sin Perforar**

En este caso el radio definido por la desviación de la plataforma se observa en color amarillo, el ángulo es mayor a 1° y menor a 2°. Para este modo las operaciones que se pueden realizar son las de circulación de fluido y sacar la tubería.

- **Modo de Desconexión**

Si las condiciones metoceanicas exceden los límites de operación segura, el riser debe desconectarse para evitar posibles daños al equipo superficial o submarino. El radio generado por la desviación se muestra en la figura 51 con color rojo. El ángulo de desviación es mayor a 2°.

De acuerdo con lo anterior, en un caso hipotético donde una plataforma Semisumergible se ubica sobre un pozo a 3,000 metros sobre el lecho marino (lámina de agua), la libertad de desplazamiento se obtiene para cada modo de operación cómo se muestra en la figura 52. La tabla 6 presenta los resultados.

Figura 52. Cálculo Libertad de desplazamiento



$\text{Libertad de Desplazamiento} = 3000 \text{ m} \times \text{Sen}(3^\circ)$ $\text{Libertad de Desplazamiento} = 157.01 \text{ m}$
--

Tabla 6. Ejemplo Libertad de Desplazamiento para Cada Modo de Operación

Modo de Operación	Ángulo [Grados]	T.A. [m]	Libertad de Desplazamiento [m]
Perforando	0.50	3000	26.18
	1.00	3000	52.36
Conectado sin perforar	1.50	3000	78.53
	2.00	3000	104.70
Desconectado	2.50	3000	130.86
	3.00	3000	157.01

✓ **Problemas Ocasionados por el Movimiento de los Sistemas Flotantes**

El comportamiento del mar genera un cambio en las condiciones de operación de las embarcaciones, entre los más destacados están:

- En las operaciones de perforación la arfada es un factor limitante.
- En el diseño de sistemas de anclaje las cargas debidas a la corriente, viento y oleaje son importantes. Los parámetros de diseño más importantes son la carga por rotura de las líneas de amarre y la flexibilidad del sistema elevador.
- Los movimientos locales, el movimiento de líquidos en tanques y el efecto de las olas rompientes.

2.1.7 ROV (Remotely Operated Vehicle). El ROV es un dispositivo móvil submarino, atado a una unidad en superficie mediante un cable umbilical, que es operado por una tripulación a bordo de un buque, plataforma o desde un terreno cercano, tal como se muestra esquemáticamente en la figura 53.

De acuerdo con su función, hay ROV de tipo inspección/observación, tipo intermedio o de trabajo.

Figura 53. ROV



Tomado el 22/08/2018 de http://www.underwaterengineering.net/img/cougar-xt_manip.jpg

✓ **Partes**

Un ROV está compuesto, estructuralmente, por tres partes fundamentales; la estructura, la consola y el umbilical. Sus partes elementales son: vehículo, impulsores (thrusters), sensores y herramientas, control/control de pantalla, cámaras y luces, sistema cabrestante (Winch System), TMS (Tether Management System) y brazos (figura 54).

La estructura. Está formada por tubos de PVC de 20 mm, y su función principal es los motores que son tres en total y que se controlan a través de la consola.

La consola. Sirve para transmitir información al ROV. Está compuesta por dos botones de distinto color y de un joystick.

Umbilical. Lleva los cables desde la consola a los motores, transmitiéndoles órdenes y energía.

Thrusters. Los impulsores ayudan al movimiento de todo el vehículo. El ROV puede moverse hacia adelante /atrás / derecha / izquierda / en el sentido de las agujas del reloj / anti-reloj con la ayuda de estos propulsores. FURGO FCV 2000D tiene un total de 7 propulsores, de los cuales 4 son para movimiento horizontal y lateral, 3 para movimiento vertical. Tiene velocidad de 3.2 nudos hacia adelante, 2.4 nudos hacia los laterales y 2.6 nudos vertical hacia arriba/abajo (1 nudo = 1.852KMPH).

Cámaras. Como nadie puede ir y supervisar las operaciones en el submarino, estas cámaras son útiles para grabar y monitorear desde el sistema de control.

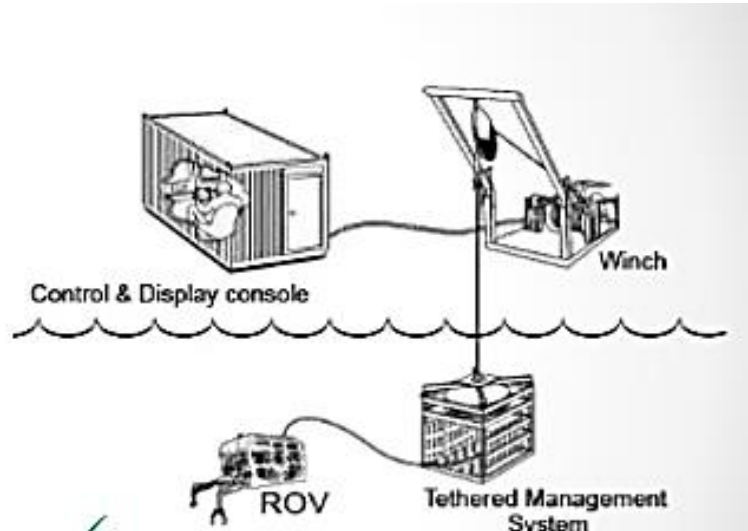
TMS (Tether Management System). El sistema de gestión de la cuerda o TMS, por sus siglas en inglés, es el “garaje” del ROV. Proporciona protección al ROV durante su lanzamiento y recuperación. El propósito del TMS es alargar y acortar la atadura, por lo que se minimiza el efecto del arrastre del cable, que se debe a las corrientes submarinas.

Winch System. Es un dispositivo mecánico que se utiliza para tirar y sacar. Se usa para conducir el ROV (junto con el TMS) hacia el mar y desde el mar.

Brazos. Se usan para la mayoría de las operaciones realizadas por el ROV, que son similares a los brazos robóticos. Al igual que los humanos, el ROV también tiene dos brazos que son brazo de 7 funciones y brazo de 5 funciones.

- Brazo de 7 funciones: Hombro derecho e izquierdo, hombro arriba y abajo, hombro adelante y atrás, muñeca izquierda y derecha (guiñada), muñeca hacia adelante y hacia atrás (giro), muñeca de lado a lado (paso), agarre / agarre de mano.
- Brazos de 5 funciones: Hombro derecho e izquierdo, hombro arriba y abajo, muñeca izquierda y derecha (guiñada), muñeca de lado a lado (cabeceo), agarre/agarre de mano.²⁸

Figura 54. Partes elementales de un ROV



Tomado el 23/08/2018 de <https://image.slidesharecdn.com/subseainstallationandmaintenance-161121122251/95/subsea-installation-and-maintenance-26-638.jpg?cb=1480062863>

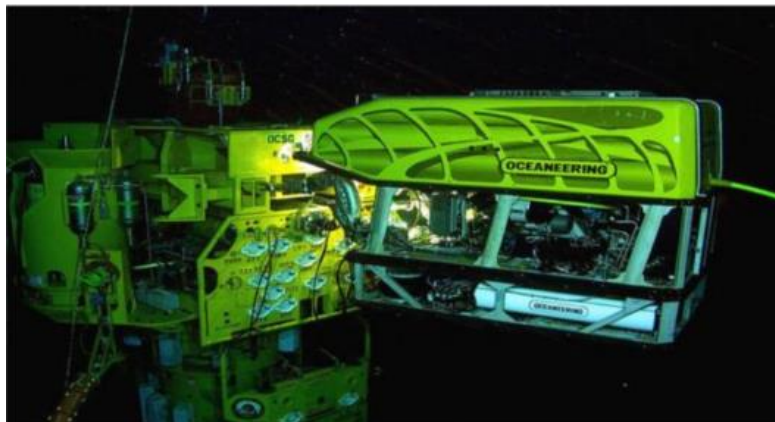
✓ Características

Los ROV modernos tienen la capacidad de "volar" por medio de un cordón umbilical que está conectado a la jaula de transporte (o "garaje"). Una vez que el ROV sale de su jaula, puede atravesar aproximadamente 100 pies. El operador, o piloto, controla el patrón de vuelo y la posición del ROV, por lo que no se enredará en su propio umbilical u otros elementos. La figura 55 muestra un ROV sumergido.

A medida que la tecnología de aguas profundas avanza, se tiene ROV con televisores, cámaras complejas, herramientas de uso múltiples que los hace indispensables en locaciones sin buzo.

28 Engineering. Obtenido el 23/08/18 de <https://www.slideshare.net/ManiKanta11/subsea-installation-and-maintenance>

Figura 55. ROV bajo el mar



Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 408 p.

Actualmente, los ROV tienen la capacidad de:

- Inspección, así como inspecciones con el sistema de televisión submarino
- Enviar fotos del conjunto BOP a superficie.
- Observar por flujo cuando se trabaja sin el riser.
- Observación del cabezal de pozo.
- Observar y reportar la alineación vertical del riser y conjunto de BOP.
- Actuar en el conjunto de BOP y cerrar rams cuando el equipo se movió de la locación, o dicho de mejor manera, asegurar el pozo en el cierre de emergencia.
- Cambio de juntas de anillo de sellado de boca de pozo.
- Recuperación / instalación de elementos en el cabezal de pozo o hardware de producción.

La mayoría de los ROV tienen capacidades visuales y de grabación (figura 56), además de brazos manipuladores con diversos grados de fuerza, retroalimentación y capacidad de elevación. La tecnología ROV ha superado con creces las clasificaciones de profundidad de agua de los MODU (Mobile Offshore Drilling Unit), y sus capacidades y confiabilidad han mejorado considerablemente.

Figura 56. Vigila parámetros importantes como la corrosión



Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio 2011. 408 p.

✓ **Clases de ROV's**

De acuerdo con el trabajo que el ROV puede desarrollar, su peso y la máxima profundidad a la cual se puede sumergir, los ROV's se clasifican, básicamente, en tres clases; clase de trabajo (*Work Class*), clase general o clase observación (*Observation or General Class*), y, clase mini y clase micro (*Mini and Micro Class*) (figura 57).

Work Class ROV. Los ROV de "clase de trabajo" son de gran tamaño y son operados por un equipo. La tripulación consta de un supervisor, piloto y, en algunos casos, un copiloto. En general, los miembros tienen mucha experiencia con un gran conocimiento en electrónica, mecánica e hidráulica. Estos ROV se utilizan para la excavación de zanjas en aguas profundas, entierro de cables, trabajos de reparación y la recuperación de objetos más grandes. Estos grandes y pesados ROV's se levantan dentro y fuera del agua mediante grúas. Los ROV's para trabajo pesado y para trabajo ligero están diseñados para tirantes de agua entre los 1000 a 5000 metros y 500 a 3000 metros, respectivamente.

Observation or General Class ROV. Los ROV de clase "Observation" o "General" son de tamaño mucho más pequeño, pero realizan muchas tareas subacuáticas, específicamente en áreas donde los ROV "Work Class" pueden ir. Las tareas incluyen inspecciones de tuberías, operaciones de búsqueda y rescate, inspecciones de barcos, recuperación de partes, inspecciones de puertos, etc. En muchos casos los ROV de "Clase General" pueden ser desplegados y controlados por solo un par de personas. Esto puede hacer que los trabajos sean más fáciles y menos costosos. Están diseñados para trabajar en profundidades entre 150 a 4000 m.

Mini and Micro Class ROV. Los ROV de clase "Mini" y "Micro" son muy pequeños en tamaño y peso. Los ROV actuales "Mini Class" generalmente pesan alrededor de 15 kg y la "Micro Class" puede pesar menos de 3 kg. Un operario podría llevar el sistema ROV completo con ellos en un bote pequeño, desplegarlo y operarlo sin problemas. Esto puede ser muy útil en muchas aplicaciones; siendo significativamente de más bajo precio, constituyendo una buena alternativa para los buceadores. Los ROV's Minis y Micro abarcan tirantes de agua entre 46 a 1500 metros y 75 a 300 metros, respectivamente²⁹.

Figura 57. Clases de ROV's



Tomado de ROV: X. ROVEXCHANGE®. Obtenido el 19/09/18 desde <
http://www.rovexchange.com/mc_rov_overview.php>

29 ROV: X. ROVEXCHANGE®. Obtenido el 19/09/18 desde <
http://www.rovexchange.com/mc_rov_overview.php>

2.2 COMPONENTES DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN PARA AGUAS PROFUNDAS

Para atravesar las diferentes capas de roca del suelo marino se requiere un equipo de perforación que permita alcanzar el objetivo; un equipo de perforación está compuesto por cinco sistemas principales que, según la actividad específica que realizan se clasifican en:

1. Sistema de izaje (o de levantamiento de cargas),
2. Sistema rotatorio,
3. Sistema de energía (o de potencia),
4. Sistema de circulación,
5. Sistema para el control de pozos, y, adicionalmente, para perforación offshore,
6. Equipo especial utilizado en la perforación marina.

A continuación, se describen las características principales de los sistemas que integran un sistema de perforación.

2.2.1 Sistema de izaje. Este sistema proporciona tanto el equipo necesario como las áreas de trabajo. Es el encargado de brindar el movimiento vertical a la tubería que se encuentra dentro del pozo, ya sea introducir o sacar la sarta de perforación. Está compuesto por la estructura soportante y por el equipo para el izaje o levantamiento de cargas.

✓ Estructura soportante

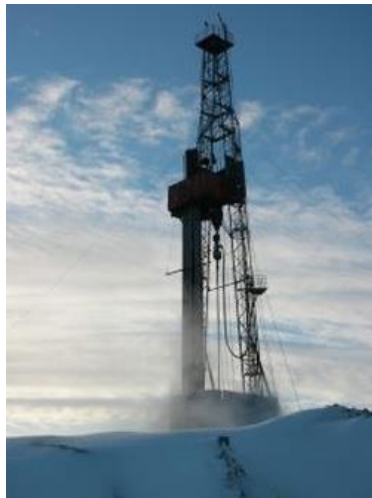
Consiste en la torre (o mástil) de perforación, la subestructura y el piso del equipo de perforación.

- **Mástil o torre de perforación.**

Las torres son pirámides de cuatro lados construidas en acero estructural y pueden ser portátiles o fijas. La longitud de ésta varía de 24 a 57 m y soportan cargas estáticas de 125 a 1,500 Ton (figura 58).

La torre y su subestructura deben soportar el peso de la sarta de perforación en todo momento; mientras la sarta está suspendida del bloque corona y cuando está descansando en la mesa rotaria. La altura de ésta no influye sobre su capacidad de carga, pero sí influye sobre la longitud de las secciones de tubos (lingadas) que se puedan sacar del agujero sin tener que desconectarlas.

Figura 58. Torre de perforación



Tomado de https://img.freepik.com/foto-gratis/torre-de-perforacion_2725697.jpg?size=338&ext=jpg

- **Subestructura**

Se construye de acero estructural y las cargas que puede soportar son superiores a las que soporta el mástil ya que además de éste soporta las herramientas y equipos adicionales que se mencionan a continuación:

- **La mesa rotatoria**, la cual provee movimiento de rotación y mantiene suspendidas las tuberías (tubería de perforación, lastrabarrenas, etc.) que

hacen girar la barrena en el fondo del pozo. Los malacates constituyen el mecanismo de izaje del ensamble de perforación.

- El sistema de transmisión de la rotaria, que transmite el poder del malacate a la mesa rotaria.
- La consola del perforador, la cual constituye el centro de instrumentación de la perforación rotaria.
- Las llaves de apriete y el agujero de ratón, usadas para el apriete de las tuberías de perforación, lastrabarrenas, tubería de revestimiento (TR), entre otros, para su conexión o desconexión.
- La oficina del perforador o casa de perro, la cual es un cobertizo usado como sala de juntas y donde se guardan herramientas pequeñas

✓ **Equipo para el izaje o levantamiento de cargas**

Los principales componentes son:

1. Malacate.
2. Bloque Corona.
3. Bloque Viajero.
4. Gancho.
5. Elevador.
6. Cable o Línea de Perforación.

- **Malacate**

Es el elemento que utiliza la energía del sistema de potencia para aplicarle una fuerza al cable de perforación (figura 59). Está provisto de un sistema de frenos para controlar las altas cargas y un sistema de enfriamiento para disipar el calor generado por la fricción.

Los propósitos principales del malacate son los de izar e introducir la tubería al agujero producto de la perforación. El cable de acero es enrollado en el carrete del malacate y cuando funciona, el carrete gira. Dependiendo de la dirección en que gira el carrete, el bloque del aparejo o polea viajera que lleva conectada la sarta de perforación sube o baja en la medida en que el carrete enrolla o desenrolla el cable.

Uno de los componentes sobresalientes del malacate es el sistema de frenos, el cual hace posible que el perforador controle fácilmente las cargas de la tubería de perforación y/o de revestimiento.

Figura 59. Malacate



Tomado el 05/09/2018 de < http://www.sovonex.com/site/assets/files/1047/rig-components_-_drawworks_-_3_161.1200x0.jpg >

- **Bloques y cable de perforación**

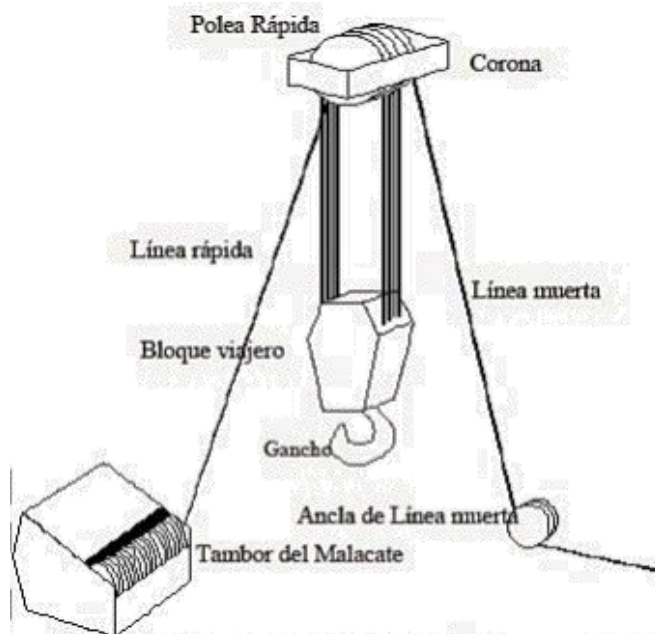
La polea viajera y el gancho, el bloque de la corona, los elevadores y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre, mientras se introduce o se extrae la tubería del agujero. El cable de perforación une al malacate con el ancla del cable y éste atraviesa la corona y la polea viajera con objeto de darle movimientos verticales a ésta.

El cable de perforación generalmente es construido de cable de acero con diámetros que varían generalmente entre 1 1/8 a 1 1/2 pulgadas (2.86 a 3.81

cm). El cable requiere lubricación debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, unos rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las poleas en el bloque corona y de la polea viajera, como se muestra en la figura 60.

La corona es una serie de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil. Las poleas alrededor de las cuales se enhebra el cable miden 1.5 m de diámetro o más, y los pasadores sobre los cuales las poleas giran pueden medir 31 cm o más de diámetro. El número de poleas necesarias en el bloque de la corona siempre es una más que las que se necesitan en el bloque del viajero.

Figura 60. Bloques y cable de perforación



Tomado el 05/09/2018 de < http://3.bp.blogspot.com/-R6d1oDvEhEc/VNOlpLN4K3I/AAAAAAAAkn0/nKHLuzzmTyl/s1600/Gr%C3%A1fica_Ing_Petrolera_5.jpg >

En el bloque viajero también se requiere un muelle que actúa como un cojín para absorber choques y un gancho al cual se le une el equipo para soportar la sarta de perforación. Este bloque tiene forma de diamante (figura 61), el cual

un número de poleas menor al que hay en el bloque corona, girando sobre un eje común.

El gancho y los eslabones cuelgan debajo del bloque viajero para facilitar la perforación con la unión giratoria (swivel) y la corrida de tubería. El gancho conecta a la Kelly (flecha) o el Top Drive con el bloque viajero. El gancho soporta toda la carga. Éste conecta a una barra cilíndrica de acero en forma de asa que soporta el swivel. Además de esta asa para la unión giratoria, existen dos más que se utilizan para conectar los elevadores de tubería al gancho.

Figura 61. Izquierda: Bloque viajero. Derecha: Gancho



Tomado el 05/09/2018 de < Izquierda:
<https://image.slidesharecdn.com/11especificacinyseleccindeequipos-141212230041-conversion-gate01/95/11-especificacin-y-seleccin-de-equipos-25-638.jpg?cb=1418425259> Derecha.
<https://image.slidesharecdn.com/11especificacinyseleccindeequipos-141212230041-conversion-gate01/95/11-especificacin-y-seleccin-de-equipos-26-638.jpg?cb=1418425259> >

Los elevadores son un juego de eslabones que sujetan a la sarta de perforación para permitir al perforador bajar o subir la sarta de perforación en el pozo. El perforador baja el bloque viajero y los elevadores hasta un punto donde la cuadrilla pueda conectar los elevadores a la tubería.

2.2.2 Sistema Rotatorio. El objetivo del sistema rotatorio es proporcionar la acción de rotación a la barrena para que realice la acción de perforar.

Existen tres mecanismos para brindar rotación a la barrena:

- a) Sistema rotatorio convencional,
- b) Top Drive o motor elevable y
- c) Bottom Drive o Motor de Fondo.

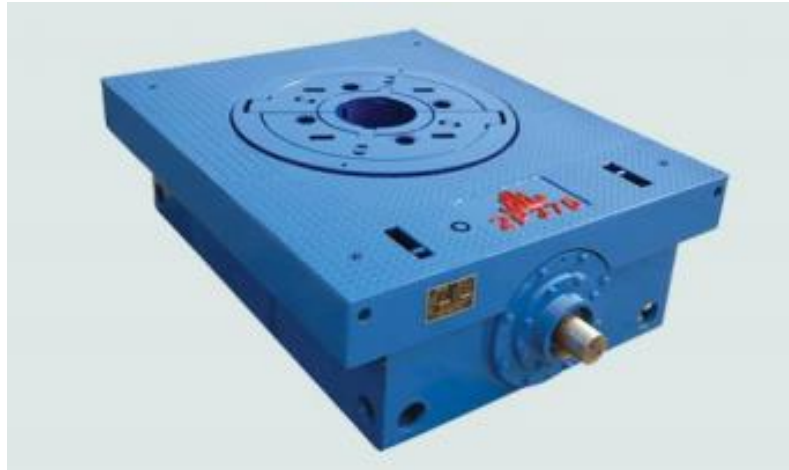
✓ **Sistema rotatorio convencional**

Es superficial y transmite la rotación a la tubería de perforación a través de sus componentes, los cuales son:

- **Mesa rotaria**

La mesa rotaria es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Es de acero, muy pesada, tiene generalmente forma rectangular (figura 62). Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria. Produce un movimiento que da vuelta para que la maquinaria la transfiera a la tubería y a la broca. El poder de la mesa rotaria es accionado por un motor eléctrico.

Figura 62. Mesa rotaria



Tomado el 05/09/2018 de < http://3.bp.blogspot.com/-R6d1oDvEhEc/VNOlpLN4K3I/AAAAAAAAAkn0/nKHLuzzmTyl/s1600/Gr%C3%A1fica_Ing_Petrolera_5.jpg >

La mesa sostiene la sarta de perforación con las cuñas durante los intervalos cuando la tubería no está suspendida del gancho. Contiene accesorios que permiten hacer girar las herramientas en el hueco y sostener la sarta mientras se hacen las conexiones o viajes, entre ellos están **el buje de transmisión del cuadrante**, el cual es un dispositivo que va colocado directamente sobre la mesa rotaria y por medio de la cual pasa el cuadrante, está acoplado al buje maestro, permitiendo que la mesa rotaria, al girar, haga girar al buje del cuadrante y este a su vez hace girar al cuadrante y a la sarta de perforación.

- **Buje maestro**

Este elemento se instala en la mesa rotaria y sirve para acoplar el buje de transmisión del cuadrante y así pueda hacer girar la sarta de perforación (figura 63). También proporciona la superficie cónica para sostener las cuñas cuando éstas sostienen la tubería.

Figura 63. Buje maestro



Tomado el 06/09/2018 de < <http://1.bp.blogspot.com/-anRSfKKIa9Q/UsC5TrJcfUI/AAAAAAAAASs/55INPcfZqWs/s1600/buje+maestro.jpg>>

- **Cuñas**

Son piezas de metal ahusado y flexible con dientes y otros dispositivos de agarre, empleadas para sostener la tubería en la mesa rotaria alternativamente durante un viaje y evitar que se resbale hacia adentro del hoyo cuando se está conectado o desconectado la tubería. Las cuñas encajan alrededor de la tubería y se calzan contra el buje maestro, tal como lo indica la figura 64.

Figura 64. Izquierda: Cuñas. Derecha: Cuñas instaladas dentro de la mesa rotaria



Tomado el 05/09/2018 de < Izquierda: <https://ak5.picdn.net/shutterstock/videos/5968475/thumb/1.jpg> Derecha: <https://thumbs.dreamstime.com/b/non-magnetic-drill-collar-slip-rotary-table-oil-well-drilling-rig-47643213.jpg>>

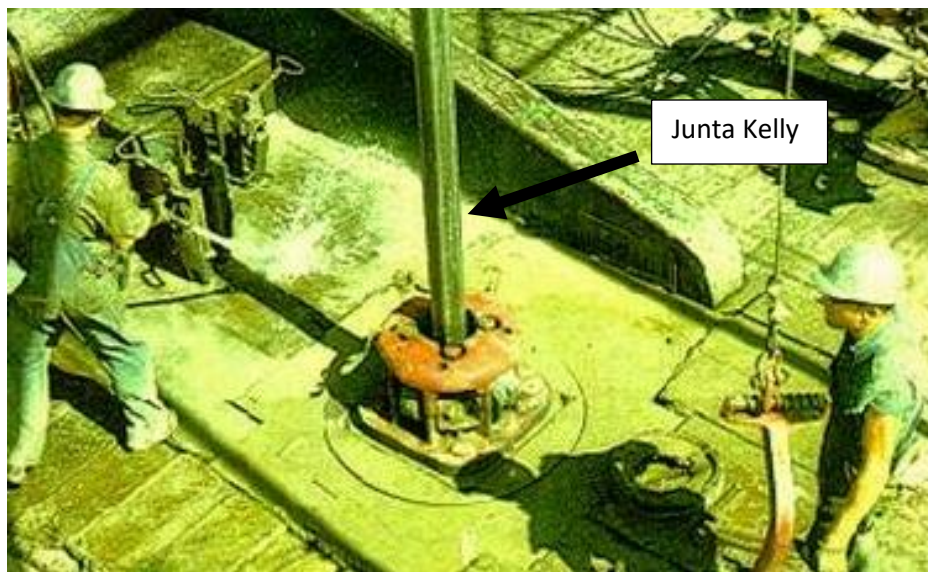
- **Kelly**

Es un tubo de acero pesado, hueco, que puede ser de forma cuadrada o hexagonal (figura 65), generalmente de 40 a 50 pies de largo, cuyo objetivo es transmitir el movimiento de rotación de la mesa rotaria a la sarta de perforación. Está suspendido en su extremo superior de la unión giratoria, pasa a través del hueco de la mesa rotaria y está conectado a la sarta de perforación.

A medida que el buje maestro de la mesa rotaria gira, éste hace girar el buje del cuadrante, como la tubería de perforación está conectada a la base del cuadrante, ésta también tiene que girar. Este elemento también es parte del sistema de circulación del fluido de perforación.

En la parte superior de la flecha se conecta la unión giratoria, en la parte inferior antes de la válvula de seguridad (válvula especial que aparece como un bulto en la parte inferior de la flecha, en el extremo superior de la tubería de perforación) se instala un elemento llamado sustituto que evita el desgaste de la flecha por la rotación.

Figura 65. Cuadrante o Junta Kelly ensamblada

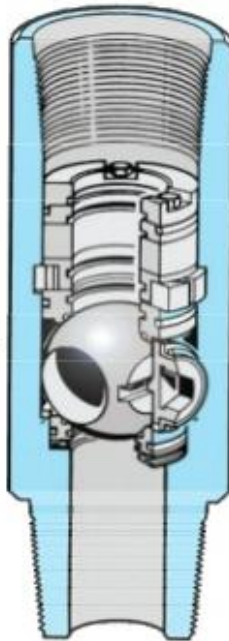


Tomado el 06/09/2018 y modificado de < <http://2.bp.blogspot.com/-FjG3Ht232Kk/U5Jckz3wNBI/AAAAAAAAADSo/itc0G6cztTI/s1600/Diapositiva2.JPG>>

- **Válvulas de seguridad**

Por lo general, se instalan dos válvulas de seguridad en la Kelly, una conectada a la rosca de caja en el tope y otra a la rosca macho en su parte inferior (figura 66). Ambas válvulas se emplean para cortar el flujo a través de la sarta en el evento de un influjo del pozo e impedir que la presión llegue a la unión giratoria y a la manguera de lodos ante un contraflujo de alta presión. Son válvulas operadas manualmente.

Figura 66. Válvulas de seguridad de la Kelly



Tomado el 06/09/2018 y modificado de < <https://image.slidesharecdn.com/07lasartadeperforacion-diseoyseleccin1-140821162947-phpapp01/95/diseo-de-sarta-de-perforacion-cetepi-50-638.jpg?cb=1408638610> >

- **Unión giratoria o Swivel**

Es un aparato mecánico pesado que tiene la principal característica de girar a más de 200 RPM, sostener cargas de cientos de toneladas y soportar

presiones hidráulicas mayores a 3000 libras por pulgada cuadrada. Va conectado al bloque del aparejo por unas enormes asas; por lo tanto, interconecta el sistema rotatorio con el sistema de izaje (conexión directa a la válvula de seguridad y al cuadrante, permitiendo que la sarta gire). El gancho suspende a la unión giratoria y a la tubería de perforación. La unión giratoria tiene tres funciones básicas:

1. Soportar el peso de la sarta de perforación.
2. Permitir que la sarta de perforación gire libremente.
3. Proveer de un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta.

Además, la unión giratoria proporciona una conexión para la manguera por donde circula el fluido de perforación (figura 67). El fluido entra por el cuello de cisne, o cuello de ganso, el cual es un tubo curvado resistente a la erosión, que conecta a la unión giratoria con una manguera que transporta el fluido de perforación hacia el tallo. El fluido pasa a través del tubo lavador, que es un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el kelly y la sarta de perforación.

En el caso de los equipos semisumergibles, la polea viajera está provista de un compensador que absorbe los movimientos oscilatorios ascendentes y descendentes de las plataformas.

Figura 67. Unión giratoria y manguera de lodo



Tomado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 25

- **Sarta de perforación**

Está compuesta por la tubería de perforación y por el BHA (Botton Hole Assembly). Cada tramo de la tubería de perforación llamado junta mide usualmente 30 ft (9 m). Cada extremo de la junta contiene roscas, el extremo con las roscas interiores se conoce como la caja (hembra) y el extremo con las roscas exteriores se conoce como pin (macho). Cuando se conecta la tubería, el pin se centra dentro de la caja y se ajusta la conexión, los extremos enroscados de la tubería se conocen como las uniones de tubería o uniones de maniobra.

La sarta de perforación es la encargada de transmitir la rotación desde la superficie hasta el fondo del pozo (a la broca). El BHA se constituye de:

- Tubería de perforación (TP). Es la tubería que se instala inmediatamente arriba de los lastrabarrenas o tubería pesada. Sus características son: diámetro, peso, grado, resistencia y longitud.

- Tubería pesada (heavy walled). Esta tubería se instala inmediatamente debajo de la tubería de perforación. Proporciona el paso de transición entre los lastrabarrenas y la TP para evitar daños a la TP por la rigidez de los lastrabarrenas. Ayuda a mantener en tensión a la TP y aporta peso a la barrena.
- Lastra barrenas (drill collar). Es la tubería que se instala arriba de la broca. Son muy pesados y son los que proporcionan el peso a la broca para perforar, permitiendo perforar lo más vertical posible. Su peso depende de su longitud y diámetro interno y externo, el rango de diámetros de esta herramienta es de 3 a 12 pulgadas (de 7.6 a 30.4 cm), su longitud promedio es de 30 pies (9.5 m). Al igual que la TP, posee caja y pin.
- Conectores. Son componentes utilizados para unir tubería con diferente rosca.
- Estabilizadores. Los estabilizadores son instalados entre los lastrabarrenas como protección de estos y mantienen la dirección de la broca, algunos son equipados con elementos de corte de carburo de tungsteno.
- Broca.
- **Broca o Barrena**

Es uno de los componentes de mayor importancia del sistema de rotación durante la perforación de un pozo. Está ubicada al final del BHA. Una broca debe tener la capacidad de perforar un hoyo de diámetro completo (en calibre), con la mayor rapidez posible, es decir, con altas tasas de penetración.

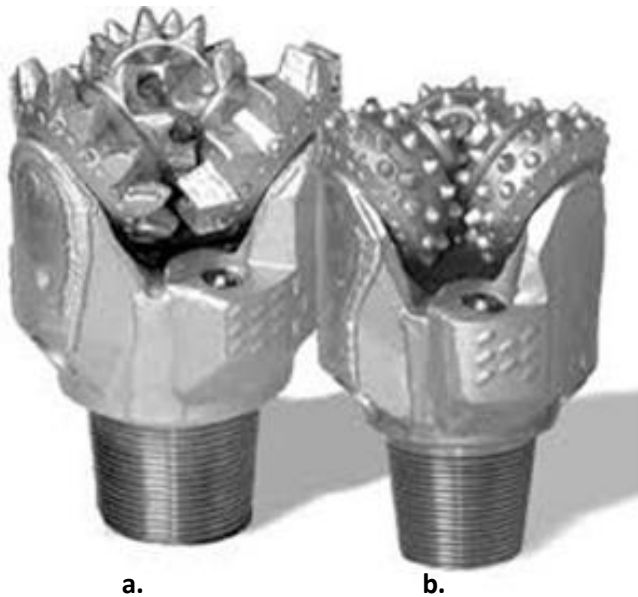
Para la elección del tipo de broca que debe usarse, se tiene en cuenta factores como el tipo de formación a perforar y la profundidad.

Existen varios tipos de brocas, entre ellas, broca de rodillos o conos, de diamantes naturales, de diamantes sintéticos y de arrastre o fricción.

Broca de cono o rodillo

Pueden ser de dientes de acero y de insertos de Carburo de Tungsteno; las primeras tienen conos los cuales están alineados excéntricamente, lo que origina que los dientes raspen y excaven a la formación. Son utilizadas en formaciones blandas, mientras los dientes estén menos separados, cortos y fuertes, se emplean en formaciones duras. Las brocas con insertos de Carburo de Tungsteno son capaces de alcanzar alta velocidades de rotación (hasta 180 RPM o más) comparados con 45 RPM de las anteriores, presentan ventajas debido a su alta durabilidad, su alta penetración de los insertos en formaciones blandas. La figura 68 muestra una broca tricónica de dientes de acero (a.) junto con una broca tricónica de insertos (b.).

Figura 68. a. Broca tricónica de dientes de acero. b. Broca tricónica de insertos



Tomado el 06/09/2018 de < <http://4glat.com/img/tuberia4.jpg> >

Broca de diamantes

Tienen un diseño básico y no tiene partes móviles armadas como las de cono. Su cuerpo es de acero con incrustaciones de diamantes industriales. El tamaño y la disposición de los diamantes determina su uso, éstos se clasifican de acuerdo con el número de quilates; los diamantes de gran tamaño se emplean para cortar pedazos grandes de formaciones blandas como la arena suave y lutitas. Las formaciones duras requieren diamantes más pequeños.

Broca de Diamantes Policristalinos (PDC)

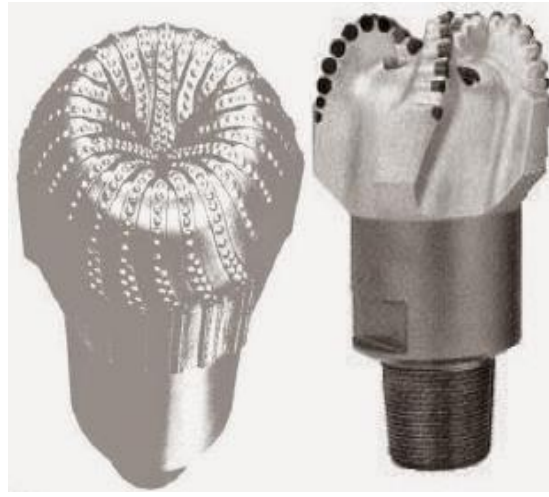
Contienen gran cantidad de diamantes pequeños adheridos en conjunto a una matriz del cuerpo de la barrena de Carburo de Tungsteno. Estas barrenas presentan buen comportamiento en secciones uniformes de carbonatos o evaporitas, en areniscas, limolitas y lutitas.

El tamaño, forma y número de los cortadores usados y el ángulo de ataque del cortador son importantes para el diseño de la broca PDC. El ángulo de arrastre ayuda a empujar los cortes formados hacia los lados del hoyo, muy parecido a la acción de un arado.

La orientación de los cortadores depende de la velocidad esperada, que a su vez depende de la distancia de la localización de los cortadores al centro del hoyo; dicha orientación debe adaptarse a la dureza de la formación que está siendo perforada.

La figura 69 compara una broca de diamantes con una broca de diamantes policristalinos (PDC).

Figura 69. a. Broca de diamante. b. Broca PDC



a.

b.

Tomado el 06/09/2018 y modificado de < http://2.bp.blogspot.com/-xqH7-EYeaZU/VNO01rWaqAI/AAAAAAAAAkq0/PxoGxwy0ohw/s1600/Gr%C3%A1fica_Ing_Petrolera_26.jpg >

✓ **Top drive, motor elevable o motor de superficie.**

Como una unión giratoria regular, el motor elevable cuelga del gancho del sistema de izaje y tiene un pasadizo para que el lodo de perforación fluya hacia la tubería de perforación (figura 70). El motor elevable viene equipado de un motor eléctrico (algunos motores elevables grandes tienen dos motores), los perforadores accionan el motor elevable desde su consola de control, el motor da vuelta a un eje impulsor que tiene una cuerda para que se pueda conectar la parte superior de la sarta de perforación. Cuando se enciende el motor, la tubería de perforación y la broca rotan. Un motor elevable elimina la necesidad de una unión giratoria convencional, de una kelly y de un buje.

Sin embargo, los equipos que cuentan con un motor elevable todavía necesitan una mesa rotatoria con un buje maestro para proporcionar un lugar donde suspender la tubería cuando la broca no está perforando. Algunos equipos tienen motores hidráulicos incorporados que puedan rotar a la mesa rotatoria por si existe malfuncionamiento del motor elevable. Estos motores hidráulicos

son considerablemente más ligeros en peso que los motores eléctricos y requieren menor espacio.

Figura 70. Equipo de perforación Top Drive (Motor elevable)



Modificado de Schlumberger. LOS CINCO SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.
Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores. 13 p.

Las ventajas principales de un motor elevable en comparación con un sistema de mesa rotatoria convencional, es el manejo más sencillo de la tubería por parte de la cuadrilla, mejora el control direccional, ayuda en la eficiencia de la perforación bajo balance y la potencia de rotación es más eficiente, entre otras.

Las desventajas son su alto costo de mantenimiento, es un equipo muy pesado y se pierde mucho tiempo en instalarlo y desmantelarlo.

✓ **Bottom drive o motor de fondo**

Es un elemento subsuperficial que forma parte del BHA, ya que se instala justo antes de la broca; la acción de rotación es generada por el movimiento de flujo del fluido de perforación. Al circular el lodo de perforación presurizado a través del estator y el rotor se genera la rotación que es transmitida directamente a la broca. Una vez logrado esto, el lodo sale de la broca.

2.2.3 Sistema de Potencia

✓ **Generación de potencia**

Cada torre de perforación moderna utiliza motores de combustión interna como fuente principal de energía o fuente principal de movimiento. El motor de una torre de perforación es similar a los motores de los automóviles, excepto que los de la torre son más grandes y más potentes y no usan gasolina como combustible.

La mayoría de las torres necesitan de más de un motor para suministrar la energía necesaria para la perforación de pozos. Los motores en su mayoría utilizan diesel, ya que el diesel, como combustible es más seguro de transportar y de almacenar a diferencia de otros combustibles tales como el gas natural, el gas LP o la gasolina.

Para transmitir la potencia desde la fuente primaria hasta los componentes de la instalación existen dos métodos: el mecánico y el eléctrico. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas, o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos; actualmente, las instalaciones diesel-eléctricas reemplazaron a las mecánicas.

✓ **Trasmisión de potencia**

- **Trasmisión Mecánica**

No es muy utilizada actualmente, aunque aún se usa en algunos equipos. Consiste en la unión y trasmisión de la fuerza de los motores a través de uniones hidráulicas o convertidores de torsión con cadenas y poleas.

Los ejes de trasmisión se unen mecánicamente mediante embragues, uniones, ejes, poleas y cadenas. A este arreglo se le conoce como Central de Distribución, la cual permite que la fuerza generada por cada motor se pueda utilizar conjuntamente transmitiendo esa fuerza resultante hasta la mesa rotaria y el malacate.

- **Trasmisión Eléctrica**

En la actualidad se utilizan motores Diesel para generar energía eléctrica, los cuales proporcionan energía a grandes generadores de electricidad. Éstos últimos transmiten la electricidad generada a los motores eléctricos a través de cables al engranaje eléctrico de conmutadores y control. Los motores eléctricos directamente conectados a diversos equipos como el malacate, bombas de lodo (figura 71) y mesa rotaria.

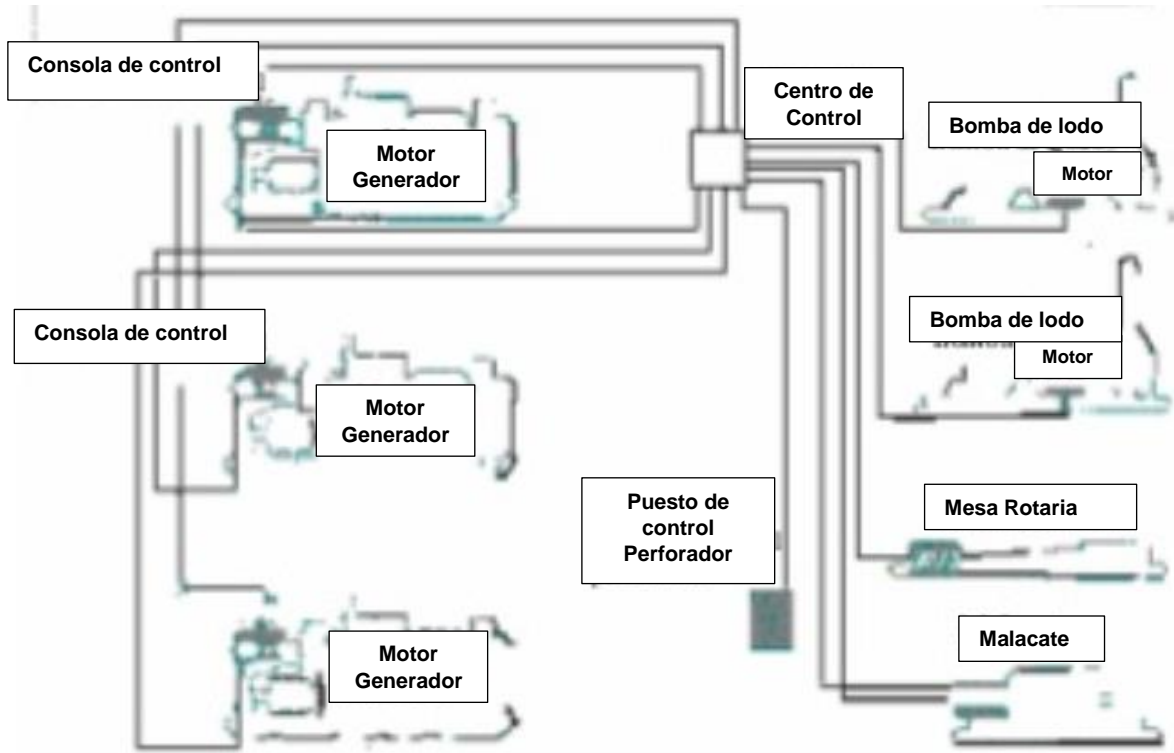
Figura 71. Motores eléctricos suministrando energía a bombas de lodo



Modificado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 7

La figura 72 presenta esquemáticamente un sistema Diesel-eléctrico.

Figura 72. Esquema sistema Diesel - Eléctrico



Modificado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 7

Existen ventajas entre el sistema eléctrico y el sistema mecánico, ya que elimina la transmisión por cadenas que es altamente compleja. Otra ventaja es que los motores se pueden colocar lejos del piso de la instalación, reduciendo el ruido en la zona de trabajo.

2.2.4 Sistema de Circulación. Está constituido por una serie de equipos y accesorios que permiten el movimiento continuo en la perforación rotatoria, además es indispensable para transportar los cortes y partículas sólidas

generadas por la barrena a medida que va atravesando las formaciones y levantarlos hasta la superficie.

Los cuatro componentes principales de un sistema circulante son:

1. El fluido de perforación
2. El área de preparación y almacenaje
3. El equipo para bombeo y circulación de fluidos
4. El equipo y área para el acondicionamiento

El lodo de perforación, o simplemente lodo, es preparado en superficie utilizando equipos especiales que faciliten la mezcla y tratamiento de este. Esta área de preparación del lodo está conformada por la **Casa de Química** que es el sitio donde se almacenan los aditivos para preparar el lodo. El **Embudo de Mezcla**, equipo utilizado para agregar al lodo los aditivos en forma rápida. El **Tanque o Barril Químico** es un equipo para agregar los químicos líquidos al lodo.

Seguidamente, está el tanque de tratamiento y agitación, donde se realiza el tratamiento al lodo a través del embudo y el tanque de químico; por último, está el tanque de succión donde el lodo queda en condiciones óptimas para ser enviado al pozo, succionado por las bombas de lodo.

El lodo circula por muchas piezas del equipo, como son la bomba de lodos, la línea de descarga, la columna de alimentación (o tubería vertical), la manguera de lodos, la unión giratoria y el kelly, la tubería de perforación, los lastrabarrenas, la broca, el espacio anular, la línea de retorno, la zaranda vibratoria, los tanques del lodo, y la línea de succión. El lodo es bombeado desde la presa de succión a través del tubo vertical montado en una pata de la torre (Stand Pipe). El lodo es bombeado por el tubo vertical hasta una manguera de lodo, la cual está conectada a la unión giratoria. El lodo entra a la unión giratoria, luego baja por la flecha o kelly, por la tubería de perforación, por la porta barrenas y sale por la broca. Aquí cambia de dirección hacia arriba por el espacio anular (espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo).

Finalmente, el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamado línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada la zaranda vibratoria, rumbera o temblorina (figura 73. Izquierda), ésta separa los recortes del lodo y los conduce a una presa de desechos y el lodo pasa a la presa de asentamiento; luego, pasa a la presa de mezclado y por último pasa a la presa de succión para volver a circular el lodo, impulsado por la bomba. También se pueden encontrar los desarenadores y los deslimadores (removedores de limo) que se conectan a las presas para remover las partículas pequeñas cuando el lodo las obtiene de la formación; ya que, si el limo o la arena vuelven a recircular por el pozo, el lodo se hace más denso que lo deseado y puede desgastar la sarta de perforación y otros componentes.

Figura 73. Izquierda. Zaranda vibratoria. Derecha. Hidrociclones



Modificado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 39

En el caso que se perfora una sección de formación con pequeñas cantidades de gas, se utiliza un desgasificador para remover el gas del lodo antes de volverlo a la circulación, pues si este gas no es eliminado antes de volver a circular, el lodo tiende a disminuir su densidad, lo cual podría resultar en falla para controlar las presiones de la formación y ocasionar un reventón.

Las bombas de lodo son el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluidos, éstas funcionan con motores eléctricos o con energía

transmitida por la central de distribución, las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas. Existen varios tipos de bombas, entre ellas: Duplex, Triplex y Centrífuga; la diferencia entre ellas es el número de pistones. Las más usadas son las Triplex, las cuales permiten altas presiones en menos tiempos. Las centrífugas son utilizadas en los agitadores para la transferencia de lodo entre tanques y tienen potencia hasta de 100 HP.

Otro de los equipos que permiten la circulación del lodo son las **Líneas de Descarga**, las cuales transportan el lodo bajo presión, éstas se encargan de llevar el lodo tratado a la sarta de perforación y al hoyo. Las **Líneas de Retorno** conducen el lodo que sale del pozo conteniendo ripios y gases, desde la boca del pozo hasta los tanques de acondicionamiento.

El **Tubo Vertical (Stand Pipe)**, está ubicado paralelo a una de las patas de la torre y conecta la línea de descarga de las bombas de lodo con la manguera de lodo, la cual se conecta con la unión giratoria y permite el paso del lodo a través de esta (figura 74).

Figura 74. Tubo Vertical (Stand Pipe)



Modificado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 37

La **Manguera Rotatoria** está fabricada con goma especial extrafuerte, reforzada y flexible que conecta al tubo vertical con la unión giratoria (figura 75. Izquierda). Su flexibilidad se debe a que tiene que permitir el movimiento libremente.

Figura 75. Izquierda. Manguera y Unión Giratoria. Derecha. Manguera de Lodos



Modificado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 37

Una vez que el lodo sale del pozo, hay que proceder a separarle los ripios producto de la perforación mediante los equipos limpiadores de lodo.

La **Zaranda vibratoria, Vibrador o Rumbera**, separa estos ripios utilizando una malla o tamiz vibrador, accionado por motores eléctricos. Los Vibradores constituyen el primer y más importante dispositivo para el control mecánico de los sólidos. Utiliza mallas de diferentes tamaños que permiten remover recortes de pequeño tamaño, dependiendo del tamaño de las mallas, las cuales dependen de las condiciones que se observen en el pozo.

Los **Hidrociclones** son recipientes en forma cónica en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga (figura 68. Derecha): El tamaño de los conos y la presión de bomba, determinan el tamaño de la partícula que se separa; menores presiones darán como resultado una separación más segura.

Los **Desarenadores** son utilizados con el propósito de separar la arena, utilizando generalmente un cono de 6" o más de diámetro interno. Estos conos manejan grandes volúmenes de lodo, pero tienen la desventaja de seleccionar tamaños grandes de partículas, de allí que debe ser instalado adecuadamente

El **Limpiador de Lodo** consiste en una batería de conos colocados por encima de un tamiz de malla fina y alta vibración. Este proceso remueve los sólidos perforados de tamaño de arena, aplicando primero el Hidrociclón al lodo y haciendo caer luego la descarga de los Hidrociclones sobre el tamiz vibratorio de malla fina. El lodo y los sólidos que atraviesan el tamiz, son recuperados y los sólidos retenidos sobre el tamiz se descartan; el tamaño de la malla varía entre 100 y 325 mesh

Las Centrifugas de Decantación aumentan la velocidad de sedimentación de los sólidos mediante el reemplazo de la fuerza de gravedad por la fuerza centrífuga. Los aumentos de viscosidad y resistencia de gel son los mejores indicadores de que debe emplearse una centrifuga en un sistema de lodo densificado. Además de servir para ahorrar Barita y para el control de viscosidad.

Los **Degasificadores** son equipos que permiten la separación continua de pequeñas cantidades de gas presentes en el lodo y evitar así una reducción de la viscosidad de éste.

2.2.5 Sistema de Control. El evento menos deseado durante la perforación de un pozo son las arremetidas, kick, patadas o los reventones. La arremetida es la intrusión de hidrocarburos (gas o Petróleo) o agua salada, una vez que se pierden los controles primarios conformados por el mantenimiento óptimo de las condiciones del fluido de perforación como lo son: densidad, reología, etc. Estas condiciones del lodo deben ser monitoreadas por el Ingeniero de Lodos y por unidades especializadas (Mud logging), con la finalidad de detectar anomalías rápidamente y poder atacarlas sin pérdida de tiempo. Una vez perdidos estos

controles primarios, se tendrá en el pozo un reventón que no es más que una manifestación incontrolada de fluidos a alta presión.

✓ **BOPs**

Para solucionar en parte estos problemas, el primer paso una vez es cerrar el pozo utilizando las válvulas preventoras de reventones (BOPs) (ver figura 82) y así permitir que la cuadrilla controle un cabeceo o arremetida antes de que ocurra un reventón, es decir, antes de que el fluido invasor salga a superficie.

Existen dos tipos básicos de preventores: anular y de ariete. Los Preventores Anulares poseen un elemento de goma que sella al cuadrante, la sarta de perforación, los portamechas o al hoyo mismo si no existiere sarta en el hoyo. Los Preventores de Ariete consisten en grandes válvulas de acero (arietes) que tienen elementos de goma que sirven de sello. Existe un tipo de preventor de ariete que se conoce como Preventor de Ariete de Tubería porque cierra la tubería de perforación mas no puede sellar el hoyo abierto. El Preventor de Ariete Ciego se utiliza para sellar el un hoyo abierto. Además, existe un tipo de ariete llamado de Corte que permite cortar la tubería de perforación en el caso de que los otros preventores fallen, y así poder cerrar el pozo en el caso de una arremetida.

✓ **Estranguladores**

Cuando ocurre un cabeceo, al cerrar el pozo con uno o más de los preventores, se tiene que seguir perforando, por lo que hay que trasladar fuera al fluido invasor con fluido de densidad apropiada llamado fluido de control. Para tal operación se instala un juego de válvulas llamadas estranguladores (figura 76), las cuales van conectadas a los preventores con la línea del estrangulador; o sea, cuando un pozo se ha cerrado, el lodo y el fluido invasor son circulados hacia fuera por medio de la línea de estrangular y a través del juego de conexiones del estrangulador

Los estranguladores son válvulas ajustables y fijas. Los estranguladores ajustables son operados neumática o hidráulicamente y tienen una apertura capaz de ser cerrada o restringida, la cual varía en tamaño, desde la posición de cerrado y hasta la posición completamente abierta. Un estrangulador fijo tiene un flujo restringido de tamaño permanente.

Figura 76. Izquierda. Estranguladores. Derecha. Válvula de estrangulamiento



Modificado de "El taladro y sus componentes" <
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/taladro-de-perforacion-42374060> > p. 31.
Derecha. Obtenido el 7/09/2018 de < sjpetrosp.jzcom.cn >

El múltiple del estrangulador en equipos flotantes es más grandes y más complejos que los que se encuentran en tierra.

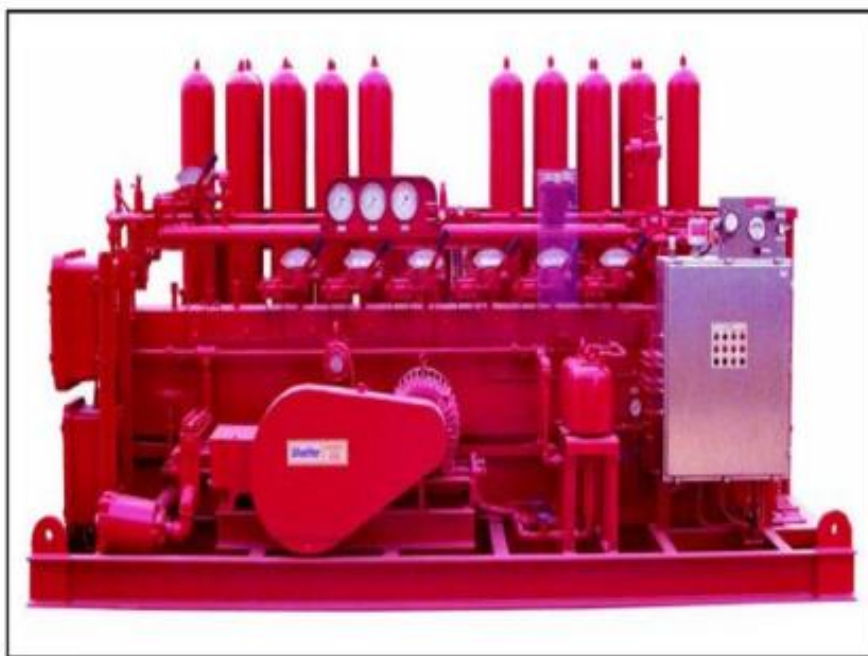
Los múltiples submarinos son extremadamente flexibles, permitiendo la alineación del flujo directamente sobre la borda, sobrepasando los estranguladores y el separador de gas, y mientras se está conectando al tanque de viaje cuando se está bajando al pozo con presión.

✓ **Acumuladores**

Los preventores se abren o cierran con fluido hidráulico que va almacenando bajo presión en un equipo llamado Acumuladores, los cuales son recipientes

en forma de botella o esféricos que están localizados en la unidad de operaciones (figura 77). Posee líneas de alta presión que llevan el fluido hidráulico a los preventores y cuando las válvulas de control se activan, el fluido causa que los preventores actúen, ya que los preventores se deben poder sellar rápidamente cuando se requiere. Es necesario que el fluido hidráulico esté desde 1500 a 3000 psi de presión (105.4 hasta 210.9 kg/cm²) utilizando el gas de nitrógeno contenido en los recipientes.

Figura 77. Unidad de Acumuladores



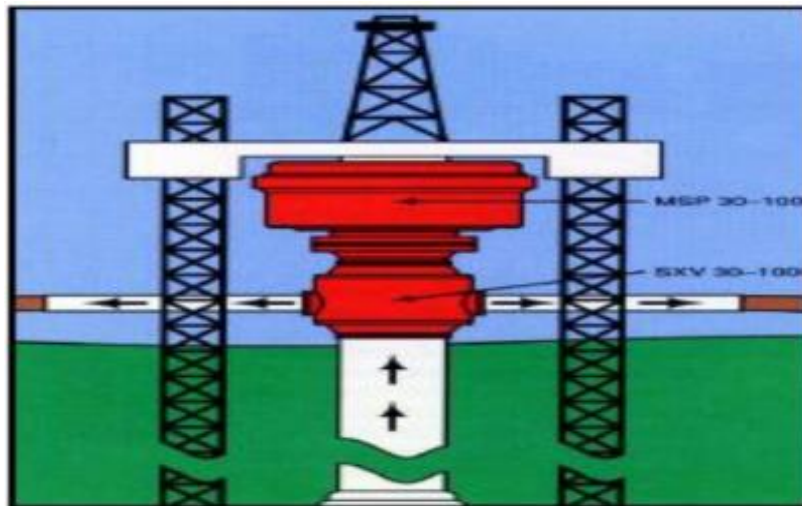
Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. 2011. 361 p

✓ **Sistema Desviador (Diverter)**

En las embarcaciones flotantes, se debe manejar con cuidado el gas que está encima del conjunto de BOP. En este punto se usa un sistema desviador de gas, el cual es un preventor anular conectado por debajo a un sistema de tubería con diámetro grande, se utiliza cuando está colocada la primera tubería

de revestimiento cuya función no es más sino desviar el flujo de gas del equipo de perforación en las embarcaciones que tienen tubería conductora marina llamada riser, generalmente, está incorporado en el conjunto de junta flexible de éste. La figura 78 muestra el esquema de un sistema desviador en plataforma.

Figura 78. Sistemas Desviadores para proteger el personal en plataforma

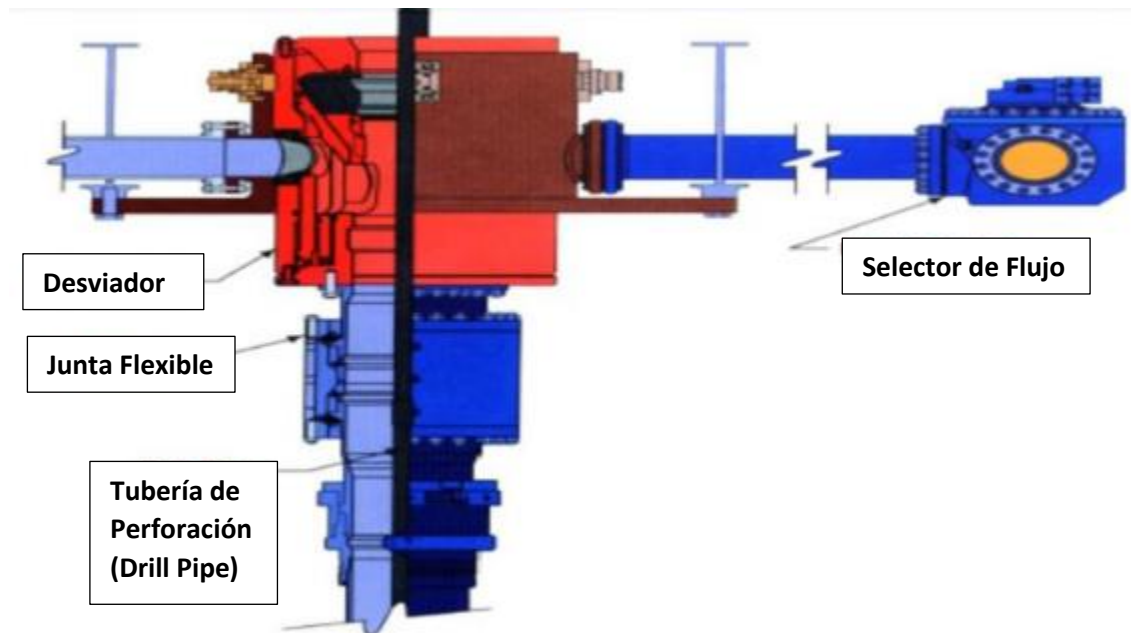


Tomado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. 2011. 349 p

Los equipos de perforación flotantes pueden usar los desviados durante toda la operación de perforación. En locaciones offshore se usan dos líneas de desvío con válvulas selectivas para que el perforador pueda elegir la dirección del fluido a medida que cambian las condiciones del viento.

El sistema desviador no está diseñado para mantener altas presiones y los elementos típicos de un desviador no pueden soportar una gran cantidad de fuerza. Están diseñados para períodos cortos de caudales de flujo elevados. Mientras más grandes sean las líneas de desvío, mejor. Algunas operaciones utilizan tanto un preventor anular como uno de esclusas encima de la línea de desvío. La figura 79 muestra el esquema de un diverter o desviador.

Figura 79. Diverter



Modificado de GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. 2011. 415 p

2.2.6 Equipo especial utilizado en la perforación marina. El equipo de perforación marino que se encuentra a bordo de una plataforma fija o un sistema flotante en el mar es similar al utilizado en las operaciones de perforación terrestre, ya que incluye elementos como el malacate, la mesa rotatoria, las tuberías, el sistema de circulación de fluidos y las herramientas normales, así como las que se usan dentro del agujero, como son: brocas, estabilizadores y otras. Existen herramientas, sistemas, técnicas y equipos especiales que solamente se utilizan en la perforación marina, éstas son:

✓ **Guía de la polea viajera.**

El movimiento horizontal de la polea viajera se restringe por medio de una guía instalada en el interior de la torre de perforación, esto se debe al movimiento horizontal del equipo flotante causado por las corrientes marinas y las olas del

mar. Mecánicamente, esto se logra instalando dos viguetas en el interior de la torre. Las vigas tienen un espacio suficiente que servirá como guía (a veces se instalan rieles sobre las viguetas), para unas ruedas embaladas que están instaladas a los lados opuestos de la polea viajera. Ajustando la polea a esta guía se restringe también el movimiento horizontal del gancho y de la unión giratoria.

✓ **Amortiguadores o compensadores de movimiento vertical (CMV)**

El movimiento relativo entre la barrena y el fondo del pozo causa un movimiento vertical del equipo flotante (arfada o heave). Para compensar este movimiento vertical de la barrena contra el fondo del pozo y mantener un peso determinado constante sobre la barrena se usan normalmente amortiguadores, los cuales se instalan en la parte superior de los lastrabarrenas, o en un lugar adecuado entre los mismos. Los amortiguadores compensan el movimiento vertical solamente en la parte inferior de la sarta. La longitud de los amortiguadores y el número requerido depende de las características del equipo, del tirante de agua y de la marejada que se pronostique en los informes diarios del tiempo.

Los amortiguadores han demostrado ser muy eficientes en la compensación del movimiento vertical de los equipos de perforación flotante. Son costosos, no sólo por su precio de adquisición y por su mantenimiento, sino porque en caso de falla prematura, esto ocasionará que se efectúe la recuperación prematura de la sarta.

✓ **Módulos de flotación (Sistema de Flotación)**

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 de 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, sino que ayuda a reducir la tensión requerida y por consecuencia las dimensiones de los tensionadores.

✓ **Buje protector o de desgaste.**

Durante el transcurso de la perforación existe el peligro de que la tubería de perforación o barrena lleguen a friccionarse contra las paredes del cabezal, lo cual puede originar fugas cuando se coloque el colgador respectivo. Para evitar lo anterior, se le coloca un buje protector al cabezal de la tubería respectiva.

Antes de bajar los colgadores se elimina este buje protector mediante un pescante especial. Este buje protector se aloja en el interior del cabezal.^{30,31,32}

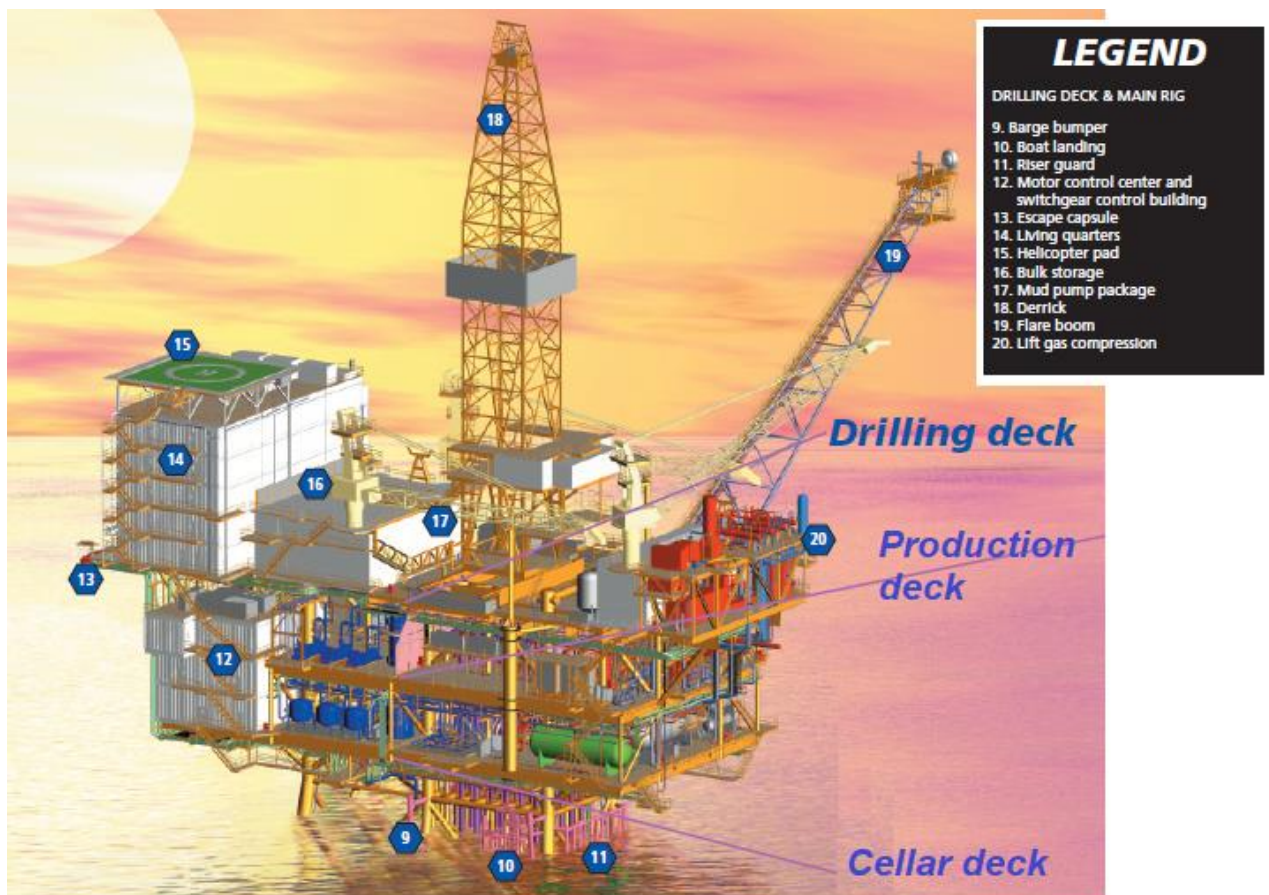
✓ **Riser marino.**

✓ **Sistema tensionador.**

-
- 30 GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. MANUAL BÁSICO DE CONTROL DE POZO PETROLERO. Coinspetrol Ltda. Técnico Laboral en Perforación y Completamiento de Pozos de Petróleo. Villavicencio 2011
- 31 Schlumberger. LOS CINCO SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN. Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores
- 32 MEDINA RODRÍGUEZ, Juan Carlos. Criterios Metoceánicos para la Operación de Risers en Plataformas Semisumergibles de Perforación en Aguas Profundas. Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Ciudad Universitaria, México D.F.

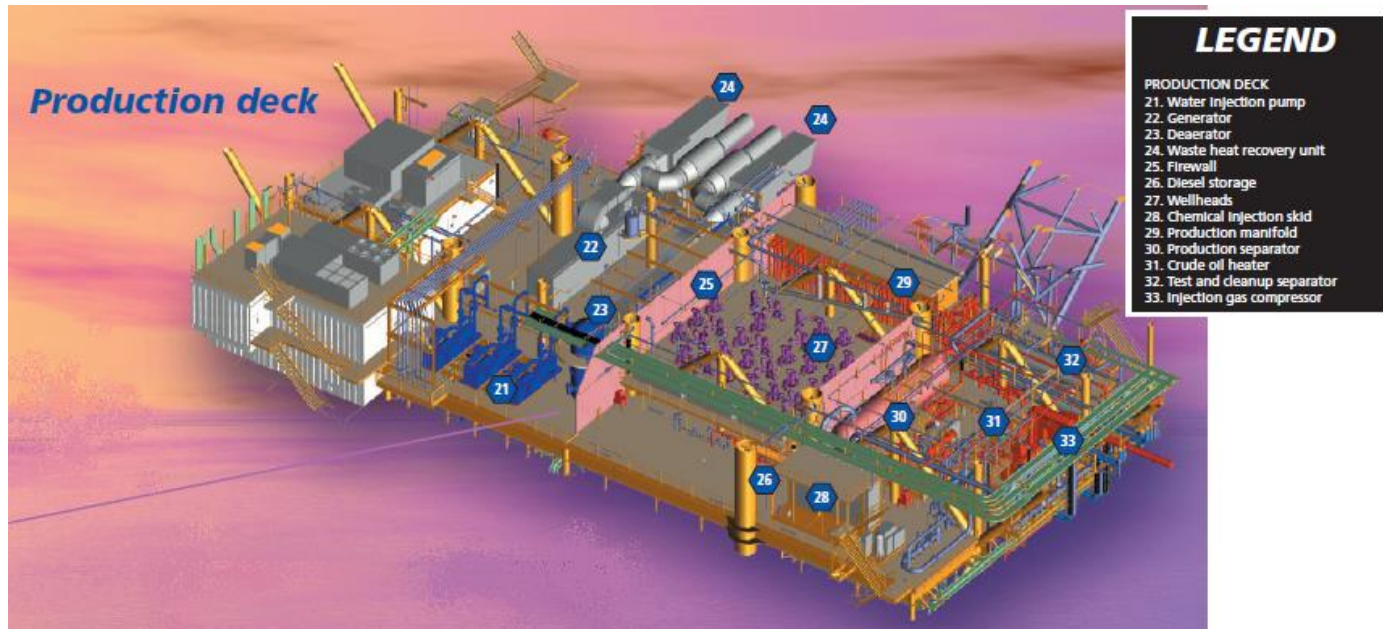
Los equipos y unidades que conforman los sistemas de perforación de pozos petroleros (sistema de izaje, sistema rotatorio, sistema de potencia, sistema de circulación y sistema para el control de pozos), en perforación offshore, están integrados de manera conjunta en el sistema flotante, de manera que cumplan con las mismas características operativas y funcionales como en la perforación onshore (o terrestre) y con los requisitos de seguridad en un espacio reducido. Todo este conjunto conforma la plataforma de perforación principal (*main rig*), como se muestra esquemáticamente en la figura 80, constituida, principalmente, por tres cubiertas; cubierta de perforación (*drilling deck*), cubierta de producción (*production deck*) y cubierta de almacenamiento (*cell deck*). Estas dos últimas se presentan en las figuras 81 y 82, respectivamente, con sus partes fundamentales.

Figura 80. Plataforma principal (Main Rig)



Modificado de Oil&Gas Journal, 2001. 1 p.

Figura 81. Cubierta de producción (production deck)



Modificado de Oil&Gas Journal, 2001. 1 p.

Figura 82. Cubierta de almacenamiento (Cell deck)



Modificado de Oil&Gas Journal, 2001. 1 p.

2.3 ETAPAS DE PERFORACIÓN

La perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas se desarrolla mediante dos etapas: etapa riserless o sin riser y etapa riser.

2.3.1 Etapa Riserless. Conocida cómo etapa sin riser, es la primera etapa en perforación de pozos petroleros costa fuera. Durante esta etapa se instalan las tuberías de revestimiento conductora y superficial mediante las técnicas de jeteo y pump & dump, respectivamente.

Debido a que en esta etapa no existe un canal conductor para el retorno de fluidos a la plataforma desde el fondo marino, los recortes y fluidos circulados quedaran expuestos sobre el lecho marino una vez culminada la etapa riserless, de manera que durante la primera etapa de perforación se usan fluidos que sean biodegradables tales como el agua de mar y baches de lodo bentonítico. Adicionalmente, no se cuenta con sistema de preventoras (BOP's) por lo que el riesgo puede llegar a ser alto, lo que hace necesario realizar un detallo análisis del riesgo somero.

✓ Jeteo

El objetivo de esta técnica es introducir la tubería de revestimiento conductora mediante bombeo hasta la profundidad programada, permitiendo posicionar el cabezal submarino en el lecho del mar; eliminando el requerimiento de efectuar operaciones de cementación.

Al final de la operación, el aparejo se deja estático para permitir la expansión de la formación de forma que la tubería de revestimiento quede fija.

Cómo es común, la perforación de pozos en aguas ultraprofundas se inicia con broca tricónica de 28", logrando hacer un agujero para insertar la tubería de revestimiento que normalmente es de 36".

A continuación, se presentará el programa operativo de la técnica de jetteo para la instalación de dicho revestimiento.

- Ajuste de manera que la broca de 28" quede alrededor 20 cm fuera de la tubería de revestimiento.
- Cortar piñón del primer tramo del revestimiento. El corte se realiza con un ligero biselado hacia adentro de 45°.
- Pintar en el primer tramo del revestimiento franjas cada metro, numeradas del fondo hacia arriba, con el propósito de visualizar con el ROV la entrada de la tubería en la zona oscura.
- Pintar desde la cima del cabezal de baja presión (Housing) hacia abajo franjas cada metro, numeradas y con el propósito de visualizar con el ROV la distancia de la cima del cabezal al lecho marino.
- Introducir la tubería en el Mud Mat.
- Armar sarta, según distribución. Es recomendable instalar un Drill Ahead en el Housing para continuar perforando la siguiente etapa sin necesidad de realizar un viaje para el cambio de sarta.
- Verificar el número de vueltas a la izquierda, marcar con línea sobre el mandril superior, como referencia para activar el anillo de retención.
- Instalar el indicador de inclinación (ojo de buey) en el Wellhead Housing.
- Introducir la broca de 28" y sarta de jetteo.
- Bajar broca de 28" con sarta de jetteo y tubería conductora para verificar fondo marino.
- Verificar inclinación de indicador ojo de buey menor a 0.5°.
- Iniciar perforación.

Para un mejor desarrollo de la operación, se recomienda:

- Bombear agua de mar, aumentando el caudal de 15^o GPM a 1000 GPM de manera paulatina.
- Bombear baches de lodo bentonítico de 50 barriles.

- Trabajar reciprocando (levantar la sarta una longitud de 5 a 8 m cada 15 m)
- Una vez que el revestimiento está en la profundidad programada, apagar las bombas y descargar todo el peso de la sarta.
- Verificar inclinación del ojo de buey. Máximo 1°.
- Esperar 2 horas de reposo y tensionar el peso de la sarta, aplicar vueltas a la derecha y liberar el revestimiento para continuar perforando.³³

✓ **Pump & Dump**

La técnica pump and dump (P&D) traducido como “Bombear y verter”, consiste en perforar una sección del pozo sin riser con bombeo continuo de fluido densificado, utilizando la mezcla de lodo pesado con agua de mar por medio de un equipo mezclador de fluidos (Mix on the Fly).

Las principales características y ventajas de esta técnica son:

- Asentar la tubería de revestimiento superficial a mayor profundidad.
- Ganar gradiente.
- Ahorrar un revestidor.
- Disminuir el tiempo operativo de la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas.
- Reducir el costo de los proyectos.
- La densidad de los fluidos utilizados oscila entre 1.15 g/cc y 1.55 g/cc.

Dentro de las consideraciones técnicas, especial interés tienen los parámetros fisicoquímicos del lodo: densidad, viscosidad, pH, inhibición y concentración de bentonita.

³³ JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Ciudad de México.

- **Densidad**

Cuanto mayor sea la densidad del lodo, mayor es el volumen de dilución disponible. Se busca poder contar con el fluido densificado con la mayor densidad posible, sin poner en riesgo el bombeo de los barcos abastecedores y de las bombas de la plataforma.

- **Viscosidad**

Es importante contar con la reología adecuada que permita sustentar los sólidos del fluido y que la resistencia al flujo no sea impedimento para ser bombeada a través de los barcos.

- **pH**

Verificar que el pH sea alcalino en el fluido densificado es importante, sin embargo, no debe ser mayor a 11, a fin de evitar hidrolizar el polímero que se utiliza para poder proveer la reología adecuada para la limpieza del pozo.

- **Inhibición**

Para asegurar el éxito durante la perforación e introducción del revestimiento es necesario contar con un fluido inhibido que evite la hidratación de las arcillas de la formación y los problemas asociados.

- **Concentración de Bentonita**

Se requiere diseñar el fluido con la mayor cantidad de arcilla posible para ayudar a generar una perforación adecuada.

La gran concentración de sólidos en el sistema dificulta la concentración de bentonita en éste.³⁴

34 GALVEZ, Oscar. PEMEX, Primer Foro de Intercambio de Experiencias Técnicas y Administrativas de la UNP. 2013.

2.3.2 Etapa Riser. Una vez es instalada y cementada la tubería de revestimiento superficial, se instala en ella el cabezal y el sistema de preventoras (BOP's), el cual ha sido conectado previamente por medio de la junta esférica flexible al riser de perforación.

La etapa riser recibe ese nombre debido a que en esta ya ha sido conectado el riser al pozo, por tanto, existe un canal de comunicación de retorno de fluidos y recortes desde el pozo a la plataforma. Durante esta etapa es común el uso de fluidos base aceite con contenido de aditivos que permitan lograr las características y propiedades requeridas para perforar las diferentes formaciones del subsuelo.

En la perforación de aguas ultraprofundas existe tecnología moderna en la formulación de los fluidos de perforación debido a que se enfrentan condiciones extremas de temperatura y presión conocidas como zonas HPHT del inglés High Pressure High Temperature, en las cuales fluidos convencionales de perforación pueden llegar a descomponerse o presentar resultados ineficientes ya que su caracterización reológica no es la adecuada.

La etapa riser se caracteriza porque en ella se cuenta con un sistema de prevención (BOP's), que permite mitigar el riesgo de operación, a diferencia de la etapa riserless.

La perforación a partir de la instalación del riser, corresponde al método convencional de perforación en tierra, donde el único conducto de comunicación entre el pozo y la plataforma es el riser.

3. METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN OFFSHORE

Este capítulo contiene la metodología diseñada para el presente trabajo de grado la cual se plantea como una herramienta para la selección de equipos usados en perforación de aguas profundas y ultraprofundas; sistema flotante de perforación, cabezal de pozo, arreglo de preventoras de reventones (BOP's) y ROV's, de acuerdo con criterios técnicos.

3.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN

Los equipos diseñados para la perforación de pozos petroleros en aguas profundas y ultraprofundas cumplen con ciertas características funcionales y con un rango de aplicaciones específicas, tal como se menciona en el capítulo 2; a continuación, se indican los parámetros determinantes para seleccionar dicho equipo de perforación mediante un diagrama de flujo, los cuales dependen, básicamente, de las características del yacimiento, de las condiciones ambientales y de las del sitio de interés.

3.1.1 Condiciones del sitio. Las condiciones del lugar donde se va a realizar la perforación del pozo marino incluyen los factores de mayor importancia en la selección del equipo para tal fin, estos son, la localización del yacimiento, es decir, qué tan alejado se encuentra el punto en el cual se va a perforar de la costa, lo que relaciona a su vez el tirante de agua y la necesidad de almacenar fluidos en el sistema flotante; la topografía superficial del sitio donde se instalará el sistema flotante y el suelo marino, considerando que éste se encuentre libre de cualquier obstáculo que impida su posicionamiento seguro, que no existan fracturas, fallas, taludes inestables, entre otros riesgos geológicos.

Puesto que cada sistema flotante tiene un rango operacional definido (Tabla 7), el tirante de agua resulta imprescindible para evaluar cuál de ellos prima sobre otro.

Tabla 7. Tirante de agua de cada sistema flotante

SISTEMA FLOTANTE	TIRANTE DE AGUA [ft]
TLP	≤ 7000
SPAR	≤ 10000
SEMISUMERGIBLE	≤ 10000
DRILLSHIP	≤ 12000

Por otro lado, los ROV's también están diseñados para operar dentro de un rango de profundidad definido, aunque se debe tener presente que éstos se seleccionan de acuerdo con los trabajos que se necesitan que desempeñe bajo el agua, su costo y la disposición de los equipos y del personal especializado para su manejo.

Tabla 8. Profundidad máxima de trabajo según la clase de ROV

CLASE ROV	PROFUNDIDAD MÁXIMA [m]	PROFUNDIDAD MÁXIMA [ft]
Trabajo Ligero	500 – 3000	1640 – 9842
Trabajo Pesado	1000 -1500	3280 - 4921
General/Observación	150 – 4000	492 - 13123
Micro	75 – 300	246 – 984
Mini	46 – 1500	150 - 4921

La Tabla 9 indica los sistemas flotantes que tienen capacidad de almacenar fluidos, lo cual influye en la determinación del mejor sistema, si las condiciones del sitio lo precisan.

Tabla 9. Tirante de agua de cada sistema flotante

SISTEMA FLOTANTE	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
SPAR	SI
DRILLSHIP	SI
TLP	NO
SEMISUMERGIBLE	NO

3.1.2 Características del yacimiento. La geometría del yacimiento es una de las características que se analiza para la selección del sistema de perforación flotante. De acuerdo con el programa diseñado por las compañías para explotar un yacimiento se requiere cierta movilidad en los sistemas, por tanto, los sistemas que faciliten su desplazamiento son usados con mayor frecuencia para la explotación de yacimientos horizontales, es decir, yacimientos cuya extensión es mayor a su espesor (Tabla 10).

Tabla 10. Sistema flotante empleado de acuerdo con la geometría del yacimiento

YACIMIENTO VERTICAL	YACIMIENTO HORIZONTAL
SPAR	SEMISUMERGIBLE
TLP	DRILL SHIP

Otro parámetro relevante que caracteriza un yacimiento es su presión, ésta interviene en la selección del cabezal submarino y en el arreglo de válvulas preventoras de reventones (BOP's), de acuerdo con las especificaciones técnicas de cada uno de estos elementos, tal como se muestra en la Tabla 11; donde se indica los diámetros de tubería de revestimiento (TR) superficial que se suelen emplear para los dos tipos de cabezales de uso común en aguas profundas y ultraprofundas, en el arreglo de la sección riserless.

Tabla 11. Cabezal empleado según diámetro de la TR Superficial

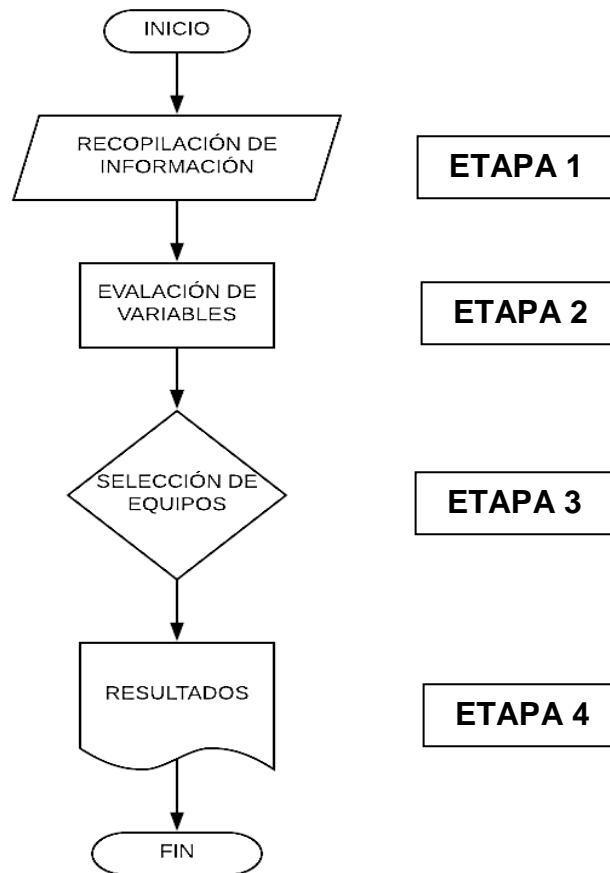
MODELO DE CABEZAL	DIÁMETRO DE LA TR [in]
SMS 700	20
SMS 800	22,28

3.1.3 Condiciones ambientales. En el capítulo 1 se definieron diversos procesos físicos que se presentan en el medio oceánico, conocidos como procesos metoceánicos, éstos son la combinación de variables meteorológicas y oceanográficas tales como corrientes marinas, viento, marea y oleaje. Estos factores ofrecen un criterio crítico y determinante en la planeación de los proyectos costa afuera pero no son impedimento para la aplicación de cualquiera de los cuatro sistemas flotantes diseñados para aguas profundas o cualquier otro equipo utilizado durante las operaciones.

3.2 FLUJO DE TRABAJO

De modo general, la metodología desarrollada tiene el esquema que se presenta en la figura 83, donde por medio de un diagrama se esquematiza el razonamiento que se sigue para construir un algoritmo solución que permita seleccionar los mejores equipos de perforación de acuerdo con los requerimientos técnicos y las condiciones de operación.

Figura 83. Razonamiento de Trabajo



Como puede notarse en la figura 83 el razonamiento de trabajo sugiere que la metodología sea aplicada mediante 4 etapas, las cuales necesariamente deben seguir el flujo que se indica; es decir, de manera secuencial.

3.2.1 Recopilación de Información. El éxito de cualquier operación inicia con la recopilación de información, por tanto, obtener datos representativos de las condiciones y requerimientos de un proyecto es indispensable para lograr los mejores resultados.

Para esta metodología los datos mínimos requeridos son los siguientes:

- Geometría del Yacimiento
- Tirante o Lámina de Agua
- Profundidad del objetivo
- Presión esperada en el Yacimiento
- Diseño de Pozo
- Requerimiento de almacenamiento de fluidos en el sistema flotante
- Tipo de operación requerida para el ROV

3.2.2 Evaluación de Variables. Es importante manipular de forma certera y cuidadosa la información disponible para el desarrollo de un proyecto. Para esta metodología se han establecido dos tipos de variables; variables de ingreso y variables de proceso.

En la tabla 12 se muestran las variables de ingreso asociadas a los parámetros de selección, así como los valores posibles de entrada; por su parte, la tabla 13 contiene las variables de proceso que son numéricas de tipo acumulativo y están asociadas a los diferentes equipos disponibles.

Tabla 12. Variables de Ingreso

PARÁMETRO	VARIABLE	VALORES DE ENTRADA
Geometría del Yacimiento	Geo	Vertical
		Horizontal
Lámina de Agua	TA	Valor numérico (ft)
Profundidad Objetivo	Target	Valor numérico (ft)
Presión	P	Valor numérico (psi)
OD TR Superficial	WeIID	Valor numérico (in)
Almacenamiento de fluidos en el sistema flotante	CA	Si
		No
Operatividad del ROV	ROV	Observación
		Trabajo Ligero
		Trabajo Pesado

Nota: La descripción OD TR representa el diámetro interno de la tubería de revestimiento

Tabla 13. Variables de Proceso

EQUIPO	VARIABLE
Sistemas Flotantes	TLP
	SPAR
	SS
	DS
Cabezales	SMS700
	SMS800
Arreglos BOP's	RR5M
	RS10M
	RS15M

En la tabla anterior las variables RR5M, RS10M, RS15M, representan los tipos de arreglos de preventoras RRRRAA 5M, RSRRRA 10M y RSRRRA 15M, respectivamente, los cuales fueron descritos en la sección 2.1.5.

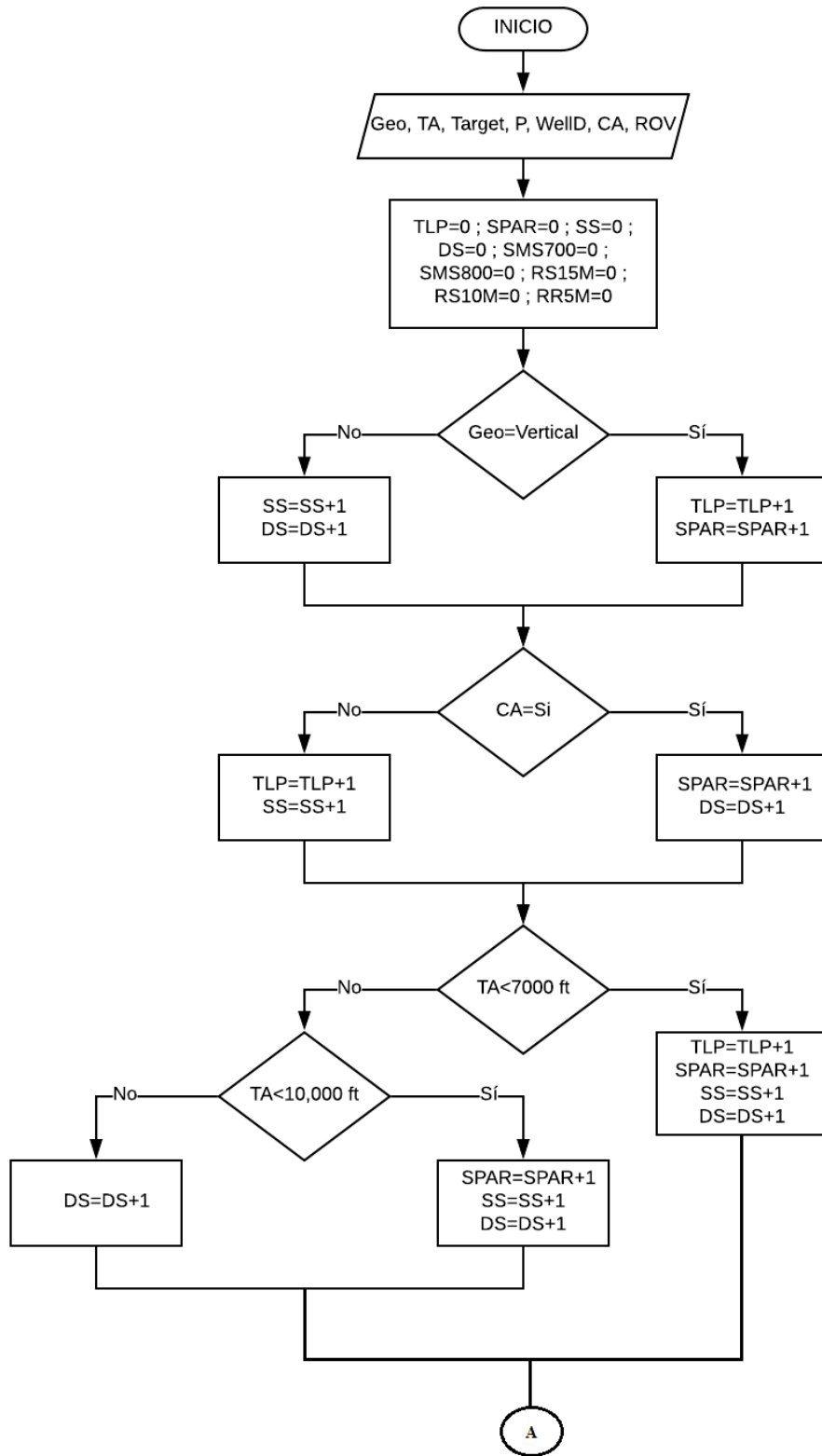
Las siglas TLP, SPAR, SS y DS, son una abreviación de los sistemas flotantes; Plataforma TLP, Plataforma tipo SPAR, Plataforma Semisumergible y DrillShip, de forma respectiva.

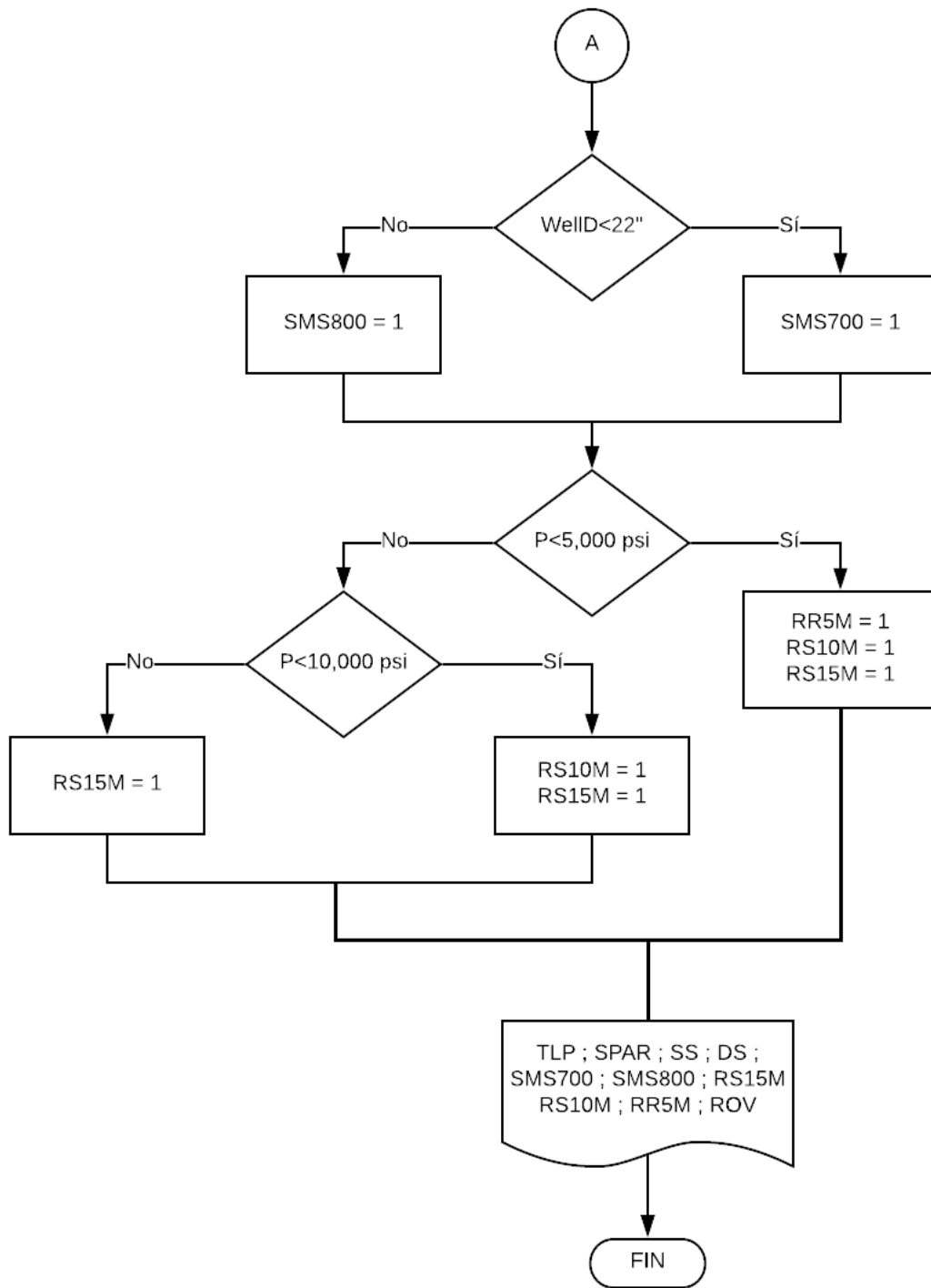
3.2.3 Selección de Equipos. Para la selección del mejor equipo de acuerdo con los parámetros técnicos y los rangos operativos que se han descrito en el capítulo 2, se escribe el algoritmo solución de la metodología que se muestra en la figura 84. Las variables usadas en el algoritmo fueron descritas en la sección inmediatamente anterior.

En el caso de no contar con toda la información requerida, se sugiere en base a los criterios técnicos y de seguridad optar por los equipos que puedan operar en los mayores rangos.

No obstante, se hace la aclaración que para aquellos sistemas flotantes que no tienen capacidad de almacenamiento de fluidos, es necesario contar con buques de apoyo que puedan proveer los fluidos necesarios para las operaciones, así como de buques cisterna que reciban los residuos generados, lo cual, claramente está ligado a un análisis económico respectivo.

Figura 84. Diagrama de Flujo Solución





3.2.4 Resultados. Como fue mencionado, las variables de proceso son de tipo numérico acumulativas, por tanto, el resultado del algoritmo será una valoración cuantitativa para cada una de ellas. La tabla 14 se muestra como herramienta para interpretar de forma cualitativa los resultados.

Tabla 14. Resultados del Algoritmo

EQUIPO	RESULTADOS	INTERPRETACIÓN
Sistema Flotante	3	Muy Recomendable
	2	Recomendable
	1	Inapropiado
	0	Deficiente
Cabezal	1	Recomendable
	0	Deficiente
BOP's	1	Recomendable
	0	Deficiente
ROV	Operación Requerida	

Es importante resaltar que el resultado obtenido satisface la selección de los equipos de acuerdo con sus criterios técnicos, sin embargo, la aplicabilidad de la metodología está restringida por las políticas económicas de las compañías operadoras, así como de la disponibilidad de los equipos.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN UN CASO ESTUDIO

En este capítulo se presenta la aplicación de la metodología desarrollada en el capítulo tres; para tal fin se ha escogido la costa del caribe colombiano, más concretamente, frente a los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena.

El desarrollo incipiente de la industria petrolera en el offshore colombiano ha limitado gran parte de la información hasta ahora conocida de sus costas, sin embargo, puede reconocerse que el pozo Orca 1 perforado por la operadora Petrobras en asociación con Ecopetrol y Repsol con participaciones del 40%, 30% y 30%, respectivamente, es quizá la ventana hacia los recursos hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas en la costa del caribe colombiano, ya que con él se confirmó el hallazgo de reservas gasíferas en nuestro subsuelo³⁵.

Con lo anterior, se pretende mostrar que la información adquirida por las compañías en sus campañas exploratorias es estrictamente confidencial, de manera que la aplicación de la metodología diseñada para este trabajo de investigación estará comprendida en el marco de un caso hipotético, el cual se ha provisto cuidadosamente para que las condiciones repliquen y sean lo más representativas posibles de las condiciones de la zona de estudio.

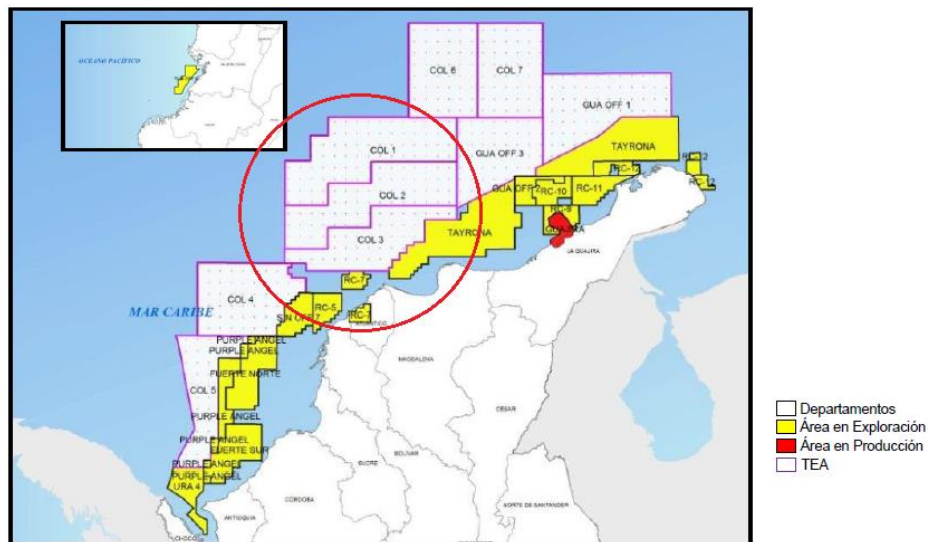
Para aplicar la metodología desarrollada, se diseñó una hoja de cálculo, como herramienta práctica, denominada *DrillTool*, la cual sigue el razonamiento de trabajo planteado, cuyo resultado está sujeto a la información suministrada (Tabla 12).

³⁵ ECOPETROL, Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe colombiano, 2014.

4.1 LOCALIZACIÓN

De acuerdo con la distribución de los bloques dispuestos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como se muestra en la figura 85, el caso de estudio estará limitado en los bloques RC-5, RC-6, RC-7, Sur oeste del bloque Tayrona y los bloques COL 1, COL 2 y COL 3.

Figura 85. Localización Área de Estudio

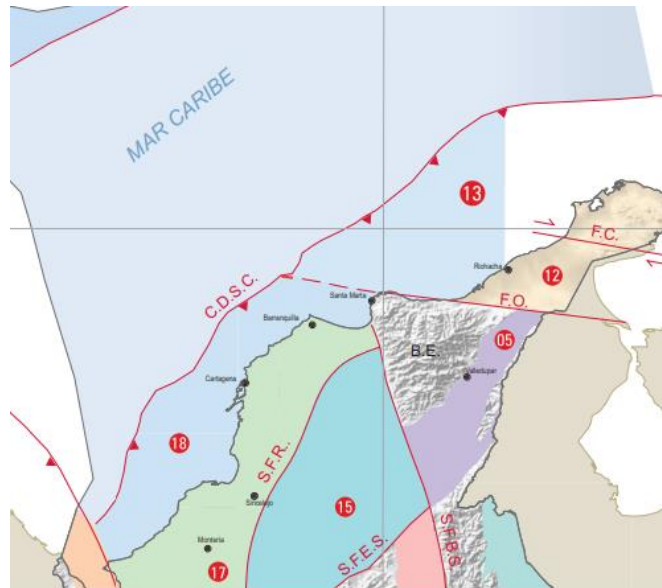


Modificado de: ANH. Indicadores del sector. Áreas adjudicadas Costa Afuera.2015.

4.2 MARCO GEOLÓGICO

De acuerdo con la información de cuencas sedimentarias de Colombia (figura 86), la zona descrita como área de aplicación de la metodología corresponde a las cuencas sedimentarias de la Guajira Offshore y Sinú Offshore (enumeradas como 13 y 18 respectivamente), en ambos casos, limitadas por el frente de deformación del Cinturón Deformado del Sur del Caribe (C.D.S.C.)

Figura 86. Localización Área de Estudio



Fuente: ANH

4.2.1 Cuenca de la Guajira Offshore. La cuenca costera de La Guajira es la zona sedimentaria más al norte de Colombia. Se extiende desde el punto más septentrional de la península de La Guajira hasta la desembocadura del río Magdalena en el suroeste. Se considera que las aguas poco profundas de la costa tienen profundidades de agua de 0 a 600 pies (menor a 183 metros).

La Roca de origen podría ser la Formación Castilletes depositada en lo más profundo y subsidente de la cuenca. Las principales rocas del yacimiento son acumulaciones de carbonatos, arenisca basal y turbiditas.

La migración de hidrocarburos desde la profundidad de la costa se ve reforzada por la configuración estructural y mediante los análisis geoquímicos en núcleos de pistones marinos, se identificó la presencia de Gas termogénico y aceite en tales muestras.

El hecho de que grandes cantidades de gas se hayan almacenado en dos tipos principales de trampas (Chuchupa- Ballena y Riohacha) y grandes estructuras están presentes con unas excelentes condiciones de operación, junto con una

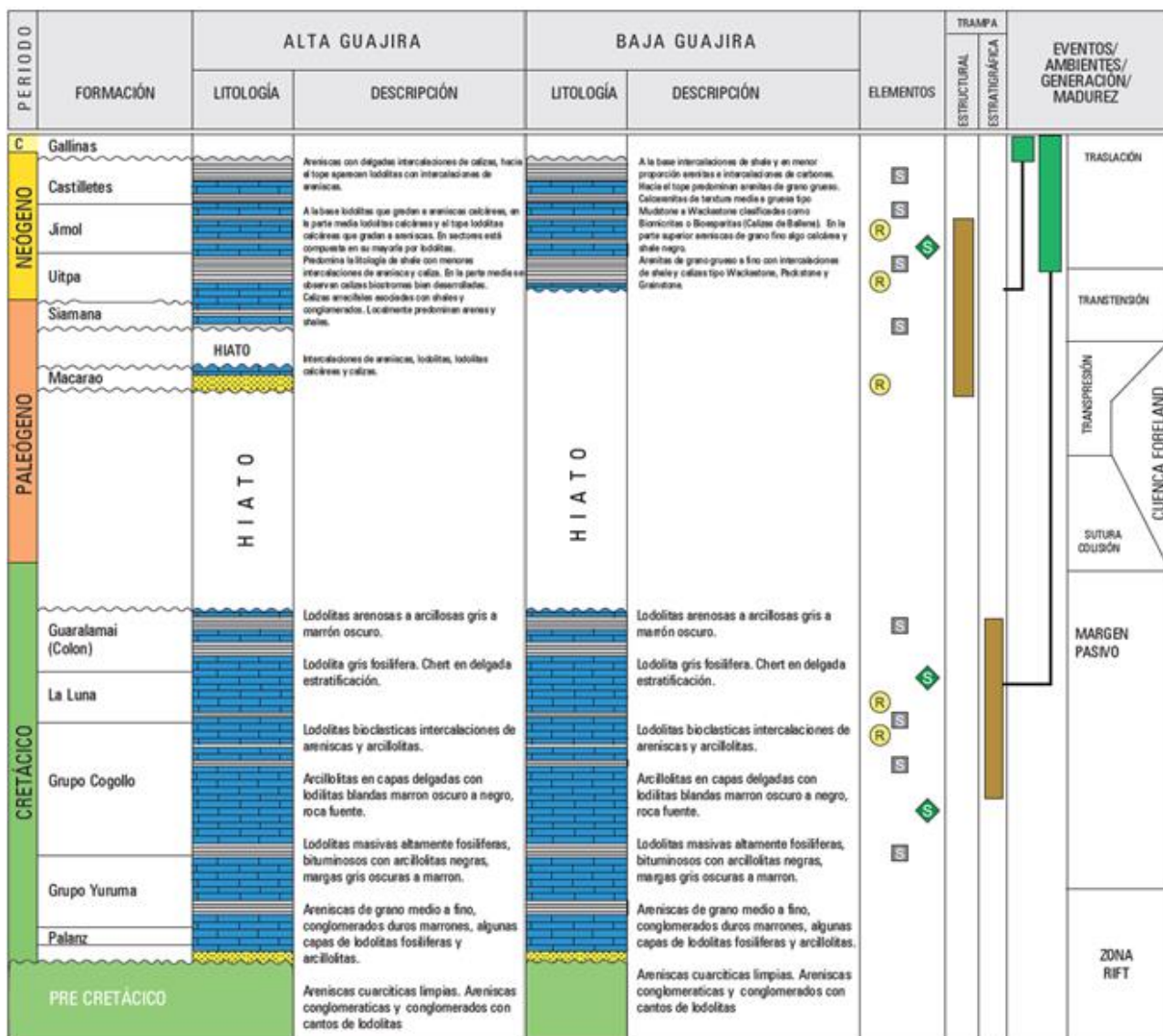
creciente demanda de gas en los países cercanos son buenas razones para clasificar esta área como altamente prospectiva.

4.2.2 Cuenca del Sinú Offshore. El área de la costa de Sinú se encuentra en las aguas costeras del noroeste de Colombia. Se extiende desde la desembocadura del río Magdalena en el noreste hasta el extremo norte del golfo de Urabá en el suroeste.

La profundidad del agua en casi toda el área es menor de 1.200 metros (3960 ft); aproximadamente, dos tercios del área es hacia la costa de la plataforma, el tercio restante consiste en aguas poco profundas con profundidad en el rango de cero a 200 metros (656 ft).

El área que cubre el dominio Sinú Offshore es prospectiva porque hay numerosas trampas estructurales y estratigráficas. Estas trampas son apoyadas por adecuadas rocas generadoras, yacimientos siliciclásticos y generación activa y migración de hidrocarburos. Hipotéticamente, se mantiene la presencia de grandes cantidades de hidrocarburos líquidos.

Figura 87. Columna Cronoestratigráfica Generalizada de la Cuenca de la Guajira



Fuente: ANH

4.3 INFORMACIÓN DEL CAMPO

La Tabla 15 muestra los datos representativos del campo de estudio, los cuales se ingresaron en la hoja de cálculo para evaluar cuáles son los equipos más recomendables para emplear en la perforación de dicho campo y de esta manera, verificar la aplicabilidad de la metodología.

Como se indica a continuación, no se cuenta con información sobre la capacidad de almacenamiento de fluidos en la unidad flotante, de forma que para este criterio se realizó un análisis de sensibilidad.

Tabla 15. Datos del campo de estudio

PARÁMETRO	VARIABLE	VALORES DE ENTRADA
Geometría del Yacimiento	Geo	Horizontal
Lámina de Agua	TA	2211 (ft)
Profundidad Objetivo	Target	15643 (ft)
Presión	P	12039 (psi)
OD TR Superficial	WeIID	22 (in)
Almacenamiento de fluidos en el sistema flotante	CA	Sin Definir
Operatividad del ROV	ROV	Observación

Las Figuras 88 y 89 muestran los resultados obtenidos en la *DrillTool* que sigue la metodología de selección de equipos descrita en el capítulo 3. En la primera se evalúa los datos de entrada sin considerar necesario el almacenamiento de fluidos, y en la figura 89 teniendo en cuenta este dato.

Figura 88. DrillTool. Resultados obtenidos sin almacenamiento

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN OFFSHORE EN BLOQUES FRENTE A LAS COSTAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE BOLÍVAR, ATLÁNTICO Y MAGDALENA EN EL CARIBE COLOMBIANO					
KARINA ANDREA MAYORGA RIBERO - HÉCTOR ROJAS SANTOS					
Universidad Industrial de Santander Escuela de Ingeniería de Petróleos					
Marque con una X la opción de preferencia y diligencie los datos de entrada					
ENTRADA DE DATOS			RESULTADOS		
GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO (Geo)			EQUIPO	VALORACIÓN	INTERPRETACIÓN
VERTICAL	<input type="checkbox"/>	HORIZONTAL <input checked="" type="checkbox"/>	SISTEMA FLOTANTE		
ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS (CA)			TLP	2	Recomendable
SI	<input type="checkbox"/>	NO <input checked="" type="checkbox"/>	SPAR	1	Inapropiado
LAMINA DE AGUA (TA)	2211	ft	SemiSumergible	3	Muy Recomendable
TARGET	15643	ft	Barco Perforador	2	Recomendable
PRESIÓN (P)	12039	psi	CABEZAL		
OD TR SUPERFICIAL (WellID)	22	in	SMS 700	0	Deficiente
OPERATIVIDAD DEL ROV			SMS 800	1	Recomendable
OBSERVACIÓN	<input checked="" type="checkbox"/>		BOP'S		
TRABAJO LIGERO	<input type="checkbox"/>		RRRRAA 5M	0	Deficiente
TRABAJO PESADO	<input type="checkbox"/>		RSRRA 10M	0	Deficiente
			RSRRA 15M	1	Recomendable
			ROV		
			OBSERVACIÓN		

Figura 89. DrillTool. Resultados obtenidos considerando almacenamiento

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN OFFSHORE EN BLOQUES FRENTE A LAS COSTAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE BOLÍVAR, ATLÁNTICO Y MAGDALENA EN EL CARIBE COLOMBIANO					
KARINA ANDREA MAYORGA RIBERO - HÉCTOR ROJAS SANTOS					
Universidad Industrial de Santander Escuela de Ingeniería de Petróleos					
Marque con una X la opción de preferencia y diligencie los datos de entrada					
ENTRADA DE DATOS			RESULTADOS		
GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO (Geo)			EQUIPO	VALORACIÓN	INTERPRETACIÓN
VERTICAL	<input type="checkbox"/>	HORIZONTAL	SISTEMA FLOTANTE		
			TLP	1	Inapropiado
ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS (CA)			SPAR	2	Recomendable
SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	SemiSumergible	2	Recomendable
LAMINA DE AGUA (TA)	2211	ft	Barco Perforador	3	Muy Recomendable
TARGET	15643	ft	CABEZAL		
PRESIÓN (P)	12039	psi	SMS 700	0	Deficiente
OD TR SUPERFICIAL (WeID)	22	in	SMS 800	1	Recomendable
OPERATIVIDAD DEL ROV			BOP'S		
OBSERVACIÓN	<input checked="" type="checkbox"/>		RRRRAA 5M	0	Deficiente
TRABAJO LIGERO	<input type="checkbox"/>		RSRRA 10M	0	Deficiente
TRABAJO PESADO	<input type="checkbox"/>		RSRRA 15M	1	Recomendable
			ROV		
			OBSERVACIÓN		

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se muestra en la figura 88, los resultados obtenidos para el caso de estudio cuando no se considera necesario el requerimiento de almacenamiento de fluidos en el sistema flotante, son la Plataforma Semisumergible, el cabezal SMS 800, el arreglo de BOP's RSRRA 15M y ROV de observación.

Puesto que el sistema flotante más recomendable es la plataforma semisumergible, se debe tener presente que la selección de este equipo implica buques de apoyo para almacenamiento de fluidos en el desarrollo de las operaciones.

Por otro lado, de acuerdo con la figura 89, se obtiene el Barco Perforador como sistema flotante Muy Recomendable cuando se considera el requerimiento de almacenamiento de fluidos en la unidad, junto con el cabezal SMS 800, el arreglo de BOP's RSRRRA 15M y ROV de observación.

Con lo anterior es posible verificar la sensibilidad de la metodología diseñada en la selección de sistemas flotantes cuando se evalúa la capacidad de almacenamiento de fluidos, por tanto, los demás equipos (Cabezal, BOP's y ROV) permanecen invariables puesto que, sus criterios de selección, no dependen de este parámetro.

Los escenarios anteriormente expuestos corresponden a los resultados obtenidos mediante la metodología diseñada, por tanto, éstos cumplen con los criterios técnicos requeridos para las condiciones del caso de estudio. La selección final de los equipos dependerá de un análisis económico por parte de la compañía operadora, así como de la disponibilidad de estos.

Al comparar los resultados obtenidos en el caso hipotético con los equipos empleados en un caso real con condiciones técnicas semejantes, cuyo nombre se reserva por confidencialidad, se logra corroborar la validez de la metodología.

5. CONCLUSIONES

El presente trabajo de investigación proporciona una herramienta técnica para seleccionar equipos de perforación offshore (Sistema Flotante de Perforación, Cabezal submarino, arreglo de BOP's y ROV) en aguas profundas y ultraprofundas, mediante una metodología basada en parámetros determinantes que dependen de las características del yacimiento.

1. La planeación de proyectos offshore implica un estudio detallado de las condiciones metoceánicas y meteorológicas, sin embargo, esta información no se utiliza para seleccionar los equipos, unidades y tecnologías de perforación offshore en aguas profundas y ultraprofundas, debido a que éstas se diseñan para soportar las condiciones que ofrezca el ambiente marino.
2. Los bloques de las costas frente a los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena pertenecen a las cuencas sedimentarias de la Guajira Offshore y Sinú Offshore, las cuales son acumulaciones principalmente de carbonatos, arenisca basal y turbiditas con reservas de gas termogénico y aceite. Lo anterior aunado a la creciente demanda de gas en los países cercanos, proporciona un interés especial al considerar estas áreas como altamente prospectivas.
3. Los equipos diseñados para la perforación de pozos petroleros en aguas profundas y ultraprofundas (Sistema Flotante de Perforación, Cabezal Submarino, Válvulas Preventoras de Reventones (BOP's) y Vehículo Operado Remotamente (ROV)) cumplen con ciertas características funcionales y con un rango operativo específico. Su aplicabilidad, además de los criterios de diseño, se encuentra restringida por las condiciones del yacimiento y del sitio de interés.

4. La metodología desarrollada sigue la secuencia lógica de un flujograma que contiene un algoritmo solución, denominado *razonamiento de trabajo*, el cual está definido por cuatro etapas; *recopilación de datos*, *evaluación de variables*, *selección de equipos* y *resultados*. Ésta permite seleccionar los equipos de perforación offshore, de acuerdo a criterios técnicos, mediante la interpretación de la puntuación obtenida por cada uno de ellos.

5. Se verificó la aplicabilidad de la metodología, ya que los resultados obtenidos para un caso hipotético de estudio coinciden con los equipos empleados en un caso real de perforación en el caribe colombiano, con condiciones operativas semejantes. Por otro lado, es importante mencionar que ésta se encuentra limitada por las políticas económicas de las compañías operadoras y por la disponibilidad de los equipos.

6. RECOMENDACIONES

Puesto que la finalidad de este trabajo de investigación fue desarrollar una metodología para la selección de equipos de perforación offshore, se recomienda que la versión original de la herramienta *DrillTool* implementada en una hoja de cálculo sea ampliada mediante un lenguaje de programación que permita optimizar el proceso y evaluar análisis de sensibilidad.

Con el propósito de mantener vigente la aplicabilidad de la metodología se recomienda proporcionar información actualizada a la herramienta *DrillTool* de acuerdo con el desarrollo tecnológico de los equipos.

La metodología diseñada cuenta con un proceso de selección basado en criterios técnicos; su exactitud puede ser mejorada al incluir un estudio económico en el algoritmo de solución.

Debido a que, para el desarrollo de la metodología se formuló un flujograma de trabajo que sigue una secuencia lógica, se sugiere implementar dicho razonamiento en el diseño de herramientas de selección de equipos en otros tipos de operaciones offshore.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Sondeo de Mercado para realizar: Desarrollo de ciencia y tecnología para el sector de hidrocarburos.
2. American Petroleum Institute. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms- Working Stress Design. Twenty-First Edition, 2000.
3. ANGUS MATHER. OFFSHORE ENGINEERING. 2000.
4. CARCEDO AYALA, F.J., CASERO MEJÍAS, L., CELMA JIMENEZ, J., GARCÍA FRAGIO, A., ROMANA RUIZ, M., SIMIC SUREDA, D. Métodos de reconocimiento del subsuelo marino. Instituto Geológico y Minero de España. Ríos Rosas, 23-28003 Madrid. ISBN 84-600-4206-5.
5. CARDENAS, Lascario. Tipos de Plataformas. Universidad Tecnológica de Bolivar. Colombia, 2015.
6. CHANDRASHEKARAN, Srinivasan. Advanced Marines Structures. Taylor&Francis Group. 2016.
7. CRUZ RODRÍGUEZ, Francisco Antonio. Cementación de tuberías de revestimiento riserless con aplicación de técnica inner string en proyectos de aguas profundas. Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. Unidad Ticomán. Ingeniería Petrolera. Ciudad de México, 2017.
8. GALVEZ, Oscar. PEMEX, Primer Foro de Intercambio de Experiencias Técnicas y Administrativas de la UNP. 2013.

9. GARCÍA BACCA, Jhon Alexander, BARBOSA LEÓN, Pablo Antonio. MANUAL BÁSICO DE CONTROL DE POZO PETROLERO. Coinspetrol Ltda. Técnico Laboral en Perforación y Completamiento de Pozos de Petróleo. Villavicencio 2011.
10. HUACAN, Fang & DUAN, Meglan. OFFSHORE OPERATION FACILITIES, Equipment and Procedures. Offshore Oil/Gas Research Center, China University of Petroleum, Beijing, China. Elsevier Inc., 2014.
11. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO. Estado del arte y prospectiva de la tecnología para la explotación de campos petroleros en Aguas Profundas. Programa de explotación en Aguas Profundas, 2010.
12. JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva. Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Ciudad de México, 2018.
13. LANDON MOJICA, Francisco Javier, RODRIGUEZ RAMIREZ, Levi Gamaliel. SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN. Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura "Unidad Ticoman". México D.F., 2010.
14. MATA JIMÉNEZ, Alfonso., QUEVEDO, Franklin. Diccionario didáctico de ecología. San José C.R.: Editorial de la Universidad de Costa Rica, segunda edición. 2005.
15. MEDINA, Juan. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014.
16. MEJÍA MEJÍA, Nicolás. Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de Hidrocarburos Colombiano.
17. PULIDO TABORNA, M. A., CAMPAÑAS OCEANOGRÁFICAS EN COLOMBIA, UN PRIMER PASO PARA LA EXPLORACION DE

NUESTRAS CUENCAS OFFSHORE. Boletín de Geología. Vol. 29, No. 2, 2007.

18. RANDOLPH, Mark, GOURVEC, Susan. Offshore Geotechnical Engineering. Spon Press, USA y Canadá, First Edition, 2011.
19. RODRIGUEZ RAMIREZ, Maria Asucena. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS. Tesis que para obtener el título de Ingeniero Civil. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F., 2009.
20. RUBIO RODRÍGUEZ, Efraín. La meteoceánica -meteorología y oceanografía información clave para operaciones seguras en la exploración. Conference Paper, 2014.
21. RUIZ GARCÍA, José Antonio. Aguas profundas, el nuevo reto. Un repaso rápido de conceptos críticos. En: Memoria Petrolera. Enero, 2015. Vol. 01.
22. Schlumberger. LOS CINCO SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN. Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores.
23. SPEIGHT, James. HANDBOOK OF OFFSHORE OIL AND GAS OPERATIONS. 2015.
24. VILLAR ARENAL, José Manuel. DYNAMIC POSITIONING: PRINCIPLES, FEATURES, AND OPERATIONS. Trabajo de fin de grado para acceder al título en INGENIERÍA NAÚTICA Y TRANSPORTE MARÍTIMO. Escuela Técnica Superior de Náutica. Universidad de Cantabria. 2012.