

Análisis de Alternativas para la Selección de Plataformas de Producción Offshore.
Aplicación en el Caribe Colombiano

Juan Diego Barraza Guzmán y Óscar Daniel Santos Gutiérrez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniería de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ph.D. en Ingeniería Química

Codirector UTB:

Jairo Humberto Tovar Cabrera

Msc. Ph.D. Ingeniería Naval

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A Dios, por darme la fortaleza de llegar a esta etapa de mi vida.

A mí, por toda la perseverancia y paciencia.

A mi madre, Rita Guzmán, que fue lo más precioso que la vida me ha dado y motivo para seguir adelante.

A mi familia, que son el pilar fundamental para llegar a donde he estado.

A mis amigos y amigas del pueblo (San Fernando), los cuáles disfruto mucho estar con ellos.

A mis amigos, amigas, compañeros y compañeras de Ingeniería de Petróleos por todos los instantes que pasé con ellos.

A mis amigos y amigas de Trabajo Social, de los cuáles me quedan gratos momentos y enseñanzas vividas.

A Mónica, que fue mi segunda mamá, y a todas las chicas de Posgrado y Financiera de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por darme la oportunidad de trabajar con ellas y aprender mucho en el proceso.

A Carolina y Ely, que en momentos fundamentales de mi vida fueron una luz al final del camino.

A mi compañero de tesis, Óscar, por todos los momentos que pasamos haciendo este trabajo y todas las clases que tuvimos.

JUAN DIEGO BARRAZA GUZMÁN

Agradecimientos

Al Ingeniero Emiliano, por toda la información y educación que me brindó.

Al Ingeniero Jairo, por aceptar ser parte de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, por ser la pieza de educación fundamental.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por permitirme ser parte de esa gran familia.

A todos mis amigos y amigas que me han aportado y me han dejado aportar cosas en sus vidas a lo largo de esta trayectoria.

Al Comité de Universitario de Derechos Humanos del área Metropolitana de Bucaramanga, por permitirme pertenecer a tan bonito comité y aprender de ellos.

A la revista Trastos, por ser un lugar donde compartí muchas cosas bonitas.

JUAN DIEGO BARRAZA GUZMÁN

Dedicatoria

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

A mis padres, por su incansable apoyo durante todos mis proyectos académicos y personales.

A la Universidad Industrial de Santander, porque en este maravilloso lugar pude formarme profesionalmente y materializar los sueños.

Al Señor Emiliano Ariza, porque nunca se limitó en el objetivo de transmitirme su conocimiento y gracias a él este proyecto termino siendo admirable.

Al señor Jairo Cabrera, codirector de este proyecto porque nos brindó toda su experiencia y me acerco a sus gustos por la ingeniería naval y temas Offshore

A esos amigos que se forman en las aulas de clase y llegan a ser un apoyo para la vida.

ÓSCAR DANIEL SANTOS GUTIÉRREZ

Tabla de contenido

Introducción	13
1. Perspectivas en hidrocarburos de Colombia en el caribe colombiano.....	15
1.1 Información actual de las cuencas del caribe colombiano	16
1.2 Desarrollo actual de los contratos en la Costa Caribe.....	28
1.3 Proyecciones para aguas profundas y ultraprofundas.....	30
2. Sistemas de producción costa afuera	34
2.1 Desarrollo Histórico de la Industria Offshore.....	35
2.2 Desafíos de Aguas Profundas	36
2.3 Estructuras de Producción Offshore	37
2.4 Sistemas Flotantes de producción.....	43
2.4.1 Componentes de los sistemas flotantes de producción	48
2.4.2 Plataformas de pierna tensionada (TLP).....	53
2.4.3 Plataformas Semi sumergibles.....	59
2.4.4 SPAR.....	62
2.4.5 Plataformas de producción, almacenamiento y descarga FPSO	64
2.5 Sistemas submarinos de producción	68
2.6 Estado actual de las tecnologías para sistemas flotantes	71
2.7 Comportamiento en el mar de una plataforma offshore	74
2.7.1 Los tres conceptos para comprender el comportamiento en la mar	75
2.7.1.1 Misión de la plataforma y criterios límite.....	75
2.7.1.2 Entorno marino.	75
2.7.1.3 Respuesta en movimientos de la plataforma.....	75
2.7.2 Movimientos de las estructuras flotantes.....	76
2.7.3 Problemas en las estructuras offshore.....	77
3. Factores que afectan la selección de sistemas flotantes.....	77
3.1 Criterios de selección para sistemas flotantes.....	78
3.1.1 Características del yacimiento	79
3.1.1.1 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos.....	81
3.1.1.1.1 Trampas Estructurales.....	81
3.1.1.1.2 Trampas Estratigráficas.	83
3.1.1.1.3 Trampas Mixtas.	84
3.1.2 Requerimientos Funcionales	87
3.1.2.1 Requerimientos para posibles eventualidades operacionales.	88
3.1.2.2 Transporte de hidrocarburos.	89
3.1.3 Condiciones del sitio.....	90

3.1.3.1 Condiciones Ambientales	91
3.1.4 Normatividad y otros	96
4. Facilidades básicas para la producción de hidrocarburos en yacimientos ubicados en aguas profundas y ultra profundas.....	99
4.1 Escenarios considerados para la producción de gas en aguas profundas.....	100
4.1.1 Escenario A.....	100
4.1.1.1 Escenario A1.....	100
4.1.1.2 Escenario A2.....	101
4.1.1.3 Escenario A3.....	101
4.1.2 Escenario B.....	101
4.1.2.1 Escenario B1.....	102
4.1.2.2 Escenario B2.....	102
4.1.2.3 Escenario B3.....	103
4.1.3 Escenario C.....	103
4.1.3.1 Escenario C1.....	103
4.1.3.2 Escenario C2.....	104
5. Condiciones metaoceánicas del caribe colombiano.....	106
5.1 Características físicas de las zonas marítimas colombianas	107
5.1.1 Factores climáticos.....	108
5.1.2 Factores oceanográficos.....	108
5.1.3 Corrientes.....	110
5.1.4 Vientos Alisios.....	112
5.1.5 Nivel del mar.....	113
5.1.5.1 Red Nacional de Estaciones Mareográficas del IDEAM.....	114
5.1.6 Mareas.....	115
5.1.6.1 Niveles de referencia relacionados con las mareas.....	116
5.1.6.2 Cuantificación de las mareas.....	117
5.1.7 Vientos.....	119
5.1.8 Oleaje.....	120
5.2 Fenómenos océano-amenazantes en el caribe colombiano.....	122
5.2.1 Aumento crítico en el nivel del mar.....	122
5.2.2 Ciclones tropicales en Colombia	123
5.2.3 Tsunamis.....	124
5.3 Escenario sugerido para el desarrollo de la producción en el campo Orca-1	125
5.3.1 Descubrimiento Orca	125
5.3.2 Escenario propuesto.....	128
5.3.2.1 Plataforma central de tratamiento y bombeo.....	129
6. Conclusiones.....	131
7. Recomendaciones	133
Bibliografía.....	134

Lista de Figuras

Figura 1	Áreas disponibles en el caribe colombiano.	17
Figura 2	Ubicación de los pozos con potencial de gas en el caribe colombiano.	17
Figura 3	Ubicación Chuchupa A y Chuchupa B. Barón.	19
Figura 4	Localización Pozo Orca-1.	21
Figura 5	Localización pozo Kronos-1 y Purple Angel-1.	22
Figura 6	Localización del pozo Gorgón-1.	23
Figura 7	MODU Bolette Dolphin.	25
Figura 8	Litología de la Cuenca Guajira.	28
Figura 9	Inversión en exploración colombiana.	30
Figura 10	Clasificación del agua marina según su profundidad.	37
Figura 11	Sistemas de producción offshore.	39
Figura 12	Plataformas fijas en operación en aguas intermedias de Estados Unidos.	41
Figura 13	Complejos de plataformas fijas.	42
Figura 14	Sistema de producción típico en aguas profundas.	43
Figura 15	Principales componentes de una plataforma tipo flotante.	52
Figura 16	Componentes de una TLP.	53
Figura 17	Sistema flotante TLP.	54
Figura 18	Mini plataforma Sea Star.	57
Figura 19	Mini plataforma Moses.	58
Figura 20	Plataforma Semisumergible.	59
Figura 21	Plataforma semi sumergible.	61
Figura 22	Nivel de la cubierta en una semi sumergible.	62

Figura 23 Partes básicas de una SPAR.	63
Figura 24 Plataforma PERDIDO.	64
Figura 25 Diagrama FPSO.....	66
Figura 26 Campo Desarrollado con un FPSO.	67
Figura 27 Componentes principales de una torreta.	68
Figura 28 Configuración de las instalaciones submarinas.....	69
Figura 29 Records de tirante de agua de aplicación de los sistemas flotantes.....	72
Figura 30 Movimientos en los seis grados de libertad.....	76
Figura 31 Factores para la selección y el diseño de los Sistemas Flotantes de Producción.	79
Figura 32 Los yacimientos de hidrocarburos.....	80
Figura 33 Estructura anticlinal.....	82
Figura 34 Petróleo entrampado en falla.....	82
Figura 35 Arrecife de caliza.....	83
Figura 36 Lentes de arena.....	84
Figura 37 Combinación de anticlinal y fallas.	84
Figura 38 Selección de los árboles de control con base en la forma del yacimiento.....	86
Figura 39 Capacidades de producción de los sistemas flotantes.	88
Figura 40 Sistema FPSO y buque tanquero.	90
Figura 41 Cargas ambientales en una plataforma.....	92
Figura 42 Escenario A y C1.....	105
Figura 43 Escenarios B y C2.	106
Figura 44 Límites marítimos y terrestres en Colombia.	107
Figura 45 Ubicación de las fosas oceánicas en el mar caribe.	110

Figura 46 Sistema general de corrientes superficiales.....	111
Figura 47 Campos medio del viento en superficie para los meses de febrero y agosto, con base en los datos del Reanalysis NCEP/NCAR, para el período 1968-1996.....	112
Figura 48 Ubicación espacial de las estaciones mareográficas.	116
Figura 49 Planos de referencia de bajamar de uso común.....	117
Figura 50 Amplitud de las mareas.	118
Figura 51 Oscilación anual de la marea astronómica de Puerto Bolívar.	119
Figura 52 Velocidad del viento en La Guajira.....	120
Figura 53 Altura Máxima del oleaje en Puerto Bolívar.....	121
Figura 54 Altura promedio del oleaje en Puerto Bolívar.....	122
Figura 55 Marea de tormenta.....	123
Figura 56 Ciclones tropicales que han pasado cerca de la zona insular del país.....	124
Figura 57 Ubicación del pozo Orca-1.....	127
Figura 58 Plataforma central de tratamiento y bombeo.....	129

Lista de Tablas

Tabla 1	Principales desarrollos petrolíferos en la cuenca caribe.	23
Tabla 2	Contratos y compromisos de inversión costa afuera.....	29
Tabla 3	Ventajas y desventajas de los Sistemas Flotantes.....	45
Tabla 4	Sistemas flotantes de producción en operación o en construcción en el mundo.	47
Tabla 5	Records de tirante de agua en sistemas flotantes.	72
Tabla 6	Records de capacidades de producción de sistemas flotantes.	73
Tabla 7	Sistemas flotantes aptos para aguas ultra profundas.....	91
Tabla 8	Ubicación de las estaciones mareográficas.....	114
Tabla 9	Información pozo Orca-1.....	127

RESUMEN

Título: Análisis de alternativas para la selección de plataformas de producción offshore.

Aplicación en el caribe colombiano.*

Autor: Juan Diego Barraza Guzmán, Óscar Daniel Santos Gutiérrez.**

Palabras clave: plataformas, costa afuera, producción de hidrocarburos, condiciones metaoceánicas.

Descripción:

Para llegar a satisfacer las necesidades en cuanto a producción de hidrocarburos de las aguas del mar caribe colombiano, que cumplan con los estándares técnicos, ambientales y de calidad, se hace necesario identificar y caracterizar la zona donde se ubica el prospecto de almacenamiento. Posterior a esto, conocer y analizar el tipo de plataformas y la tecnología disponible en el mercado, junto con las facilidades en superficie que se adapten mejor al campo y así obtener la producción deseada.

El desarrollo de este trabajo de investigación consiste en la aplicación de una secuencia de análisis la cual consta de cuatro criterios que se pueden tener en cuenta al momento de desarrollar un campo petrolífero costa afuera. Primeramente, se hace un estudio detallado de los diferentes tipos de plataformas que se pueden llegar a emplear para la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas, seguidamente se desarrollan los criterios de selección para cada tipo de plataforma dependiendo de factores como las características del yacimiento, los requerimientos técnicos y las condiciones metaoceánicas del sitio, posteriormente se buscan identificar las facilidades básicas que deben tener las instalaciones en alta mar y se plantean una serie de escenarios para la producción de los campos tomando como referencia con las experiencias del campo Liwan 3-1 ubicado en aguas profundas del mar del sur de China.

Como cuarto componente de la investigación, se sugiere la aplicación de un escenario para el desarrollo del campo Orca, teniendo en cuenta necesidades de infraestructura, sistemas de producción y facilidades, además se analizan las variables influenciadas por las condiciones metaoceánicas de la zona; para lograr así analizar todas las variables que pueden llegar a impulsar la selección de una plataforma de producción en los mares más al norte del país, específicamente en las aguas del mar caribe colombiano.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Ph.D. en Ingeniería Química. Codirector: Jairo Humberto Tovar Cabrera. MSc. Ph.D. Ingeniería Naval.

ABSTRAC

Title: Analysis of alternatives for the selection of offshore production platforms. Application in the colombian caribbean. *

Author: Juan Diego Barraza Guzmán, Óscar Daniel Santos Gutiérrez.**

Weywords: platforms, offshore, hydrocarbun production, metaoceanic conditions, deep waters

Description:

In order to meet the needs in terms of hydrocarbon production in the waters of the Colombian Caribbean Sea, which meet technical, environmental and quality standards, it is necessary to identify and characterize the area where the storage prospect is located. After this, know and analyze the type of platforms and the technology available in the world, together with the surface facilities that best adapt to the field and thus obtain the desired production.

The development of this research work consists on application of an analysis sequence which consists of four criteria that can be taken into account when developing an offshore oil field. Firstly, a detailed study of the different types of platforms that can be used for the production of hydrocarbons on deep and ultradeep waters is made, then the selection criteria for each type of platform are developed, depending on factors as the reservoir characteristics, the technical requirements and the metocean conditions at site, later seek to identify the basic facilities must be have at sea and a series of scenarios for the production of fields are proposed, making a reference to the experiences of the Liwan field 3-1 located in deep waters of the South China Sea. As a fourth component of the research, the application of a scenario for the development of Orca field is suggested, taking into account the needs of infrastructure, production systems and facilities, and the variable influenced by the metocean conditions are also analyzed. In order to analyze all variables that may lead to the selection of a production platform in the northernmost seas of the country, specifically in the waters of the Colombian Caribbean Sea.

* Degree Work

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Ph.D. en Ingeniería Química. Codirector: Jairo Humberto Tovar Cabrera. MSc. Ph.D. Ingeniería Naval.

Introducción

Las actividades de producción de aceite y gas costa afuera iniciaron en los años 40's en la región de Luisiana, USA. Durante las últimas 6 décadas los grandes yacimientos offshore de Alaska, Mar del Norte, Golfo de México y Brasil han sido explorados y explotados de manera eficaz mediante el desarrollo de nuevas tecnologías en materia de exploración, perforación y producción. Colombia, al igual que muchos países, le apuesta a la explotación costa afuera. Sin embargo, después del descubrimiento de gas en la Guajira a finales de los 70's, el caribe colombiano se encuentra en un estado de prospección sísmica y exploración (Bernal & Santamaría, 2013)

En el presente documento se analizarán las alternativas presentes durante la selección de una plataforma offshore que permita el desarrollo exitoso de un campo petrolero ubicado en aguas profundas y ultra profundas, estudiando las variables que influyen en el despliegue de los procesos de producción de un yacimiento en alta mar se busca llegar a un criterio integral de selección para las instalaciones en el mar caribe colombiano, para finalmente alcanzar resultados en términos de producción de hidrocarburos que estén acordes a la creciente demanda de energía que se ha venido evidenciando en los últimos años tanto a nivel local como a nivel mundial.

El desarrollo de éste se inicia con una descripción de los diferentes tipos de plataformas que se han venido utilizando a nivel mundial para aguas profundas y ultra profundas, para dar paso al análisis de los criterios mínimos de selección que deben entrar en discusión dependiendo de las características de cada yacimiento, también se dará lugar a la identificación las condiciones metaoceánicas y de suelo presentes en el caribe colombiano. En términos de infraestructura para

el desarrollo de campos costa afuera, la información será soportada por registros del campo Liwan 3-1 ubicado en aguas profundas del Sur de China, el cual es una de las zonas de aguas profundas que presenta una de las infraestructuras más actualizadas a la fecha.

Teniendo en cuenta los recientes descubrimientos de hidrocarburos en los mares de la zona norte del país, se sugiere un escenario para las instalaciones mínimas que se deben considerar para el desarrollo de un campo ubicado en el mar caribe colombiano. Todo esto con el objetivo de generar una orientación clara de cuales serían tanto la unidad de producción o plataforma más adecuada como las facilidades óptimas para los procesos utilizados en este tipo de campos, teniendo en cuenta las condiciones ambientales como las de operación.

Se sugiere para el desarrollo del posible campo Orca-1 un escenario que disponga de una plataforma central de tratamiento y bombeo conectada al campo para traer el fluido y luego transportarlo a una terminal en costa y en materia de la plataforma que albergue los pozos productores, se aclara que dicha selección dependerá de unos criterios mínimos basados en primer lugar por la caracterización del yacimiento, se resalta que las condiciones metaoceánicas de la zona no influirán en la selección de un sistema flotante de producción, sin embargo, juegan un papel importante al momento del diseño de la plataforma, la cual deberá satisfacer tanto las necesidades operacionales como las de seguridad.

Las unidades flotantes de producción terminan siendo las indicadas para la explotación de los campos ubicados en la zona caribe del país, esto en base al tirante de agua ubicado en el lugar.

Colombia espera satisfacer las necesidades energéticas del país y a su vez aumentar sus reservas con los prospectos de gas que han sido descubiertos en los últimos años en esta zona.

1. Perspectivas en hidrocarburos de Colombia en el caribe colombiano

El abastecimiento energético a cargo de los combustibles fósiles en Colombia (Ministerio de minas y energía, 2019) se ha limitado debido a la disminución de las reservas de gas y aceite, las cuales son capaces de cubrir la demanda energética del país para los próximos 10 y 6 años respectivamente.

Con el fin de mitigar esta situación, la industria petrolera en Colombia se ha visto en la necesidad de desarrollar fuentes de explotación alternativas, en donde la explotación offshore aparece como una de las más importantes.

Según BP (2017) En Colombia las reservas probadas de petróleo oscilan alrededor de los 2000 MMBB (millones de barriles) y las reservas de gas en 4.4 TPC (trillones de pies cúbicos), donde las cuencas con mayor potencial de hidrocarburos son Guajira Offshore, Sinú Offshore, los Llanos y el Valle medio del Magdalena. (García, et al., 2017, p. 4)

Las operaciones offshore en Colombia comenzaron hace más de 40 años con el descubrimiento del campo Chuchupa en la costa norte de La Guajira. Esta es la fuente principal de gas en el país y es la única facilidad offshore actualmente en producción. (Devis et al., 2017)

Desde hace aproximadamente 40 años, la mayoría de las actividades relacionadas con el petróleo y el gas se llevaron a cabo en tierra y solo en los últimos cinco años se han explorado varias áreas en alta mar en la cuenca del Caribe colombiano. En dos descubrimientos (anunciado en 2014). El principal, el pozo Orca-1, está ubicado en aguas profundas (alrededor de 675 m) y 40 km (25 millas) de la costa de La Guajira, en la parte oriental del bloque Tayrona. Otros contratos de perforación se informan en el Fuerte Norte (Bloques Calasú-1 well) y Fuerte Sur (pozo Kronos-1), Gorgón-1 y Purple Angel-1 donde se demostró la presencia de hidrocarburos. (Devis et al., 2017)

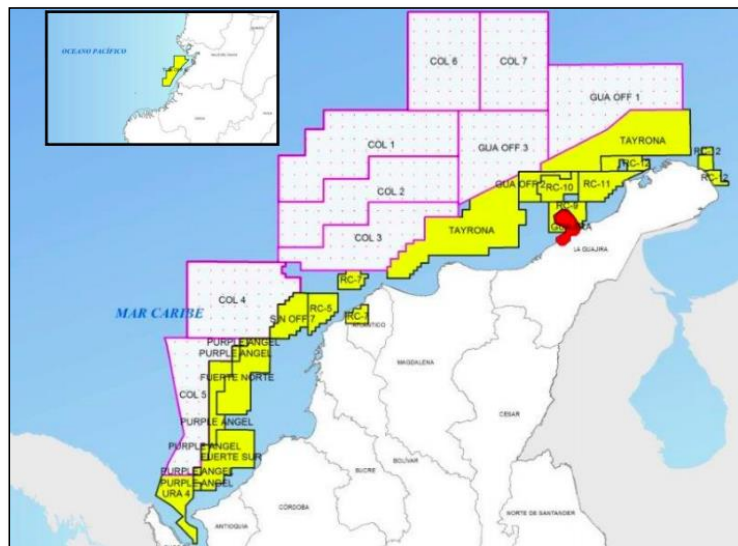
De acuerdo con “Ortiz (2016) desde los años 60’s hasta el presente, se han registrado 90,000 kilómetros de sísmica 2D. Igualmente, desde el 2003 se han reportado 23,000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D. La anterior actividad exploratoria ha permitido el desarrollo de 36 pozos A3 en aguas someras y 4 en aguas profundas”. (García, et al., 2017, p. 4)

1.1 Información actual de las cuencas del caribe colombiano

Colombia cuenta con dos grandes sectores offshore, el atlántico y el pacifico ubicados al norte y oeste de la placa continental respectivamente. En 1969 comenzó la exploración costa afuera del caribe colombiano y a partir de entonces se han perforado más de 50 pozos. Las Figuras 1 y 2 muestra las áreas disponibles en el caribe colombiano para la producción de hidrocarburos. (Ortiz Pinilla, A.D. & Mora Matallana, A.F., 2019, p. 22)

Figura 1

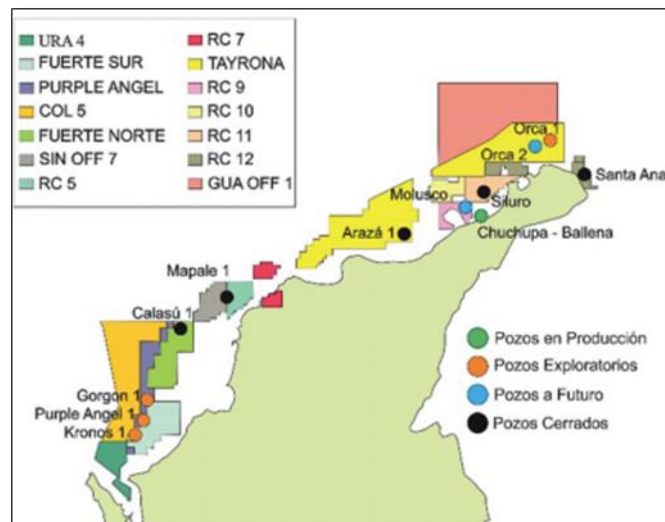
Áreas disponibles en el caribe colombiano.



Nota: Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Figura 2

Ubicación de los pozos con potencial de gas en el caribe colombiano.



Nota: Tomado de García, et al. (2017).

Desde el año 2003 con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se han firmado los contratos Tayrona 2004, Fuerte Norte y Fuerte Sur en 2006. A partir de 2007 en adelante la exportación se ha pactado a través de las rondas mediante la adjudicación de contratos de evaluación técnica y de exploración y producción (E&P). (Ortiz Pinilla, A.D. & Mora Matallana, A.F., 2019, p. 22)

En el país solo existen dos plataformas de producción de hidrocarburos costa afuera, Chuchupa “A” y Chuchupa “B” (Figura 3), las cuales entraron en funcionamiento en 1974 y 1996, respectivamente. Quedan ubicadas frente al corregimiento del pájaro, a 32 km de Riohacha.

Plataforma costa afuera Chuchupa A: Con nueve (9) pozos productores de gas natural, ubicada mar adentro a 25 Kilómetros al Noreste de la ciudad de Riohacha. El acceso a esta plataforma es por vía marítima.

Plataforma costa afuera Chuchupa B: Con Seis (6) pozos productores de gas natural, localizada mar adentro a 32 Kilómetros al Noreste de la ciudad de Riohacha. El acceso a esta plataforma es por vía marítima.

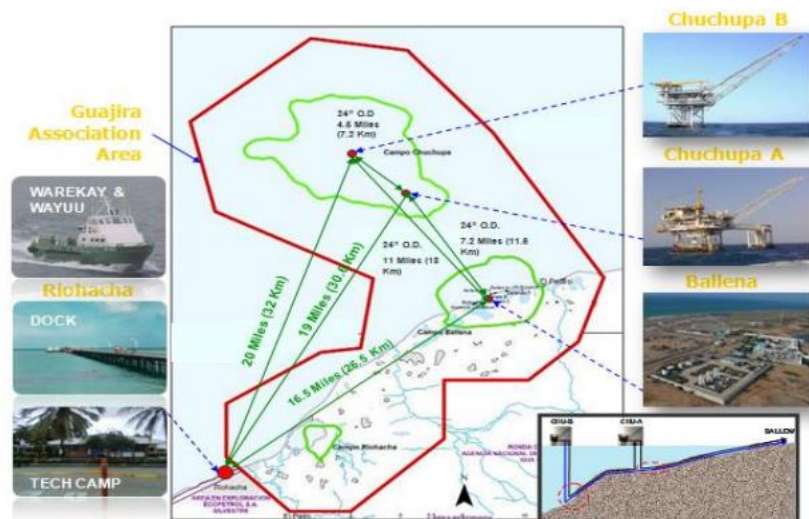
El Campo Chuchupa presentó para el mes de marzo de 2020 una producción fiscalizada de 103,8801 Millones de Pies Cúbicos por Día Calendario.

Complejo Ballena: cuenta con 12 pozos productores de gas natural y un (1) pozo monitor de presión y una estación para recolección, compresión y distribución del mismo, denominada también Estación Ballena. Esta estación recibe el gas proveniente de las plataformas Chuchupa “A”, Chuchupa “B” y los pozos del campo productor Ballena. La planta de Turbo compresión se encuentra instalada en el Complejo, su función es recibir el gas proveniente de plataformas y presurizarlo para su entrega a los distribuidores.

El Complejo Ballena está localizado a 35 Kilómetros al Noreste de la ciudad de Riohacha por la vía al corregimiento del Pájaro. Este campo tiene dos (2) vías de acceso terrestres, una por la vía principal al Pájaro y otra por la vía a Mayapo, y una (1) por vía marítima a través del embarcadero situado en frente del Complejo.

Figura 3

Ubicación Chuchupa A y Chuchupa B. Barón.



Nota: Tomado de Marco & Serrano, Luis (2012).

Actualmente Ecopetrol trabaja en la evaluación y el futuro de una nueva provincia gasífera con los descubrimientos en los pozos Kronos, Gorgón y Purple Angel “También estamos concentrados en un grupo de socios en deleitar y desarrollar otro descubrimiento en la parte norte del caribe específicamente en el pozo Orca cerca de los campos de la Guajira” (Bayón, 2018 citado en Campetrol, 2018). Las recientes actividades de perforación exploratoria se han enfocado en la cuenca caribe por lo que a continuación se presentan las principales actividades de perforación realizadas. (Ortiz Pinilla, A.D. & Mora Matallana, A.F., 2019, p. 25)

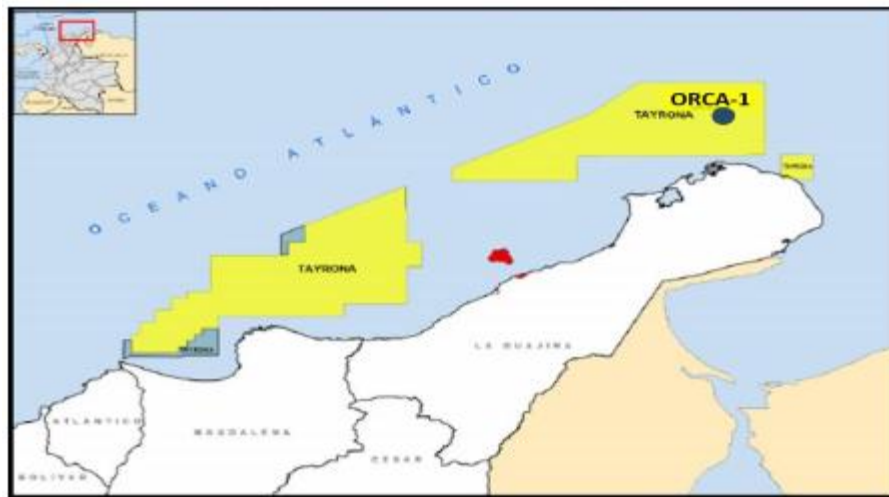
Pozo Orca-1:

En diciembre de 2014, la Operadora brasileña Petrobras anuncio el descubrimiento de una acumulación de gas natural en el pozo exploratorio Orca-1, en el bloque Tayrona (en sociedad Petrobras con 40%, Repsol con 30% y Ecopetrol con 30%). Se trató del primer descubrimiento en aguas profundas en Colombia, y el segundo en el mar caribe del país, después de Chuchupa, que se descubrió hace más de 40 años. Como unidad de perforación se utilizó el buque Ocean Clipper NS-21 de posicionamiento dinámico, el cual no requiere ningún tipo de anclaje al lecho marino.

El pozo Orca-1 alcanzó una profundidad de 4.240 metros con una lámina de agua de 674 metros y está ubicado a 40 km costa del litoral a la altura de Bahía Hondita, departamento de la Guajira (ver Figura 4). Se pronostica que el gas que extraiga el pozo Orca 1 podría entrar en el mercado en el 2023 o 2024.

Figura 4

Localización Pozo Orca-1.



Nota: Modificado de ANH. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de hidrocarburos colombiano (2014).

Pozo Kronos-1:

En agosto del 2015 se descubrió el pozo Kronos-1, con una lámina de agua de 1.584 metros a una profundidad de 3.720 metros, donde se encontró un intervalo de arena neta gasífera entre 40 a 70 metros. Está ubicado a 53 km costa afuera en el bloque de exploración y producción Fuerte Sur, del que son socios Anadarko y Ecopetrol, cada una con 50% de participación.

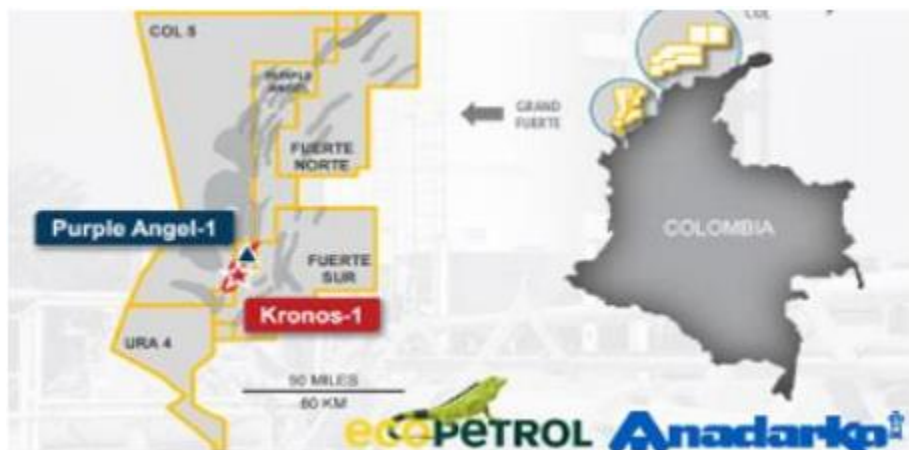
Pozo Purple Angel-1:

El primer éxito exploratorio del año 2016 se dio en el offshore con el pozo Purple Angel-1, ubicado en el bloque Purple Angel, a 4.7 kilómetros del pozo Kronos-1. Con una lámina de agua

de 1.835 metros y a una profundidad total de 4.795 metros (ver Figura 5). En solo este pozo se probó presencia de gas en intervalos diferentes que sumarian hasta 34 metros de espesor neto.

Figura 5

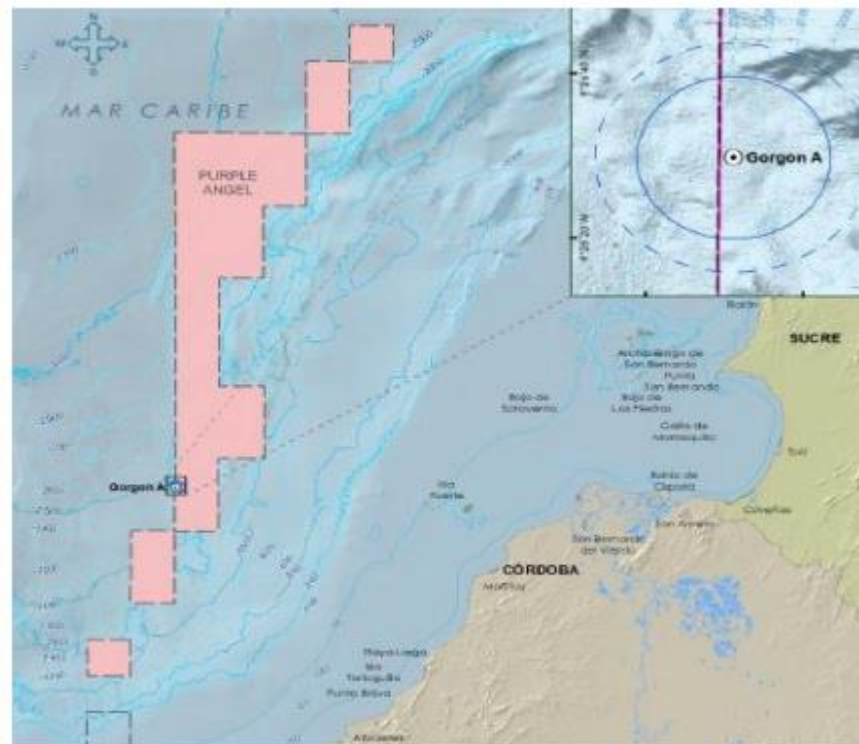
Localización pozo Kronos-1 y Purple Angel-1.



Nota: Tomado de Ecopetrol, 2016.

Pozo Gorgón-1:

En el 2017 se descubrió el pozo Gorgón-1, el cual está ubicado a 67,19 km de la costa continental más cerca del caribe colombiano, con una lámina de agua de 2.316 metros y a una profundidad de 4.575 metros. Este pozo se encuentra localizado en el bloque Purple Angel, como se observa en la Figura 6.

Figura 6*Localización del pozo Gorgón-1.*

Nota: Tomado de ANADARKO.

Tabla 1*Principales desarrollos petrolíferos en la cuenca caribe.*

Pozo	Compañía*	Lámina de agua (m)	Formación (m)	Bloque	Año	Espesor Arena gasífera(m)
Orca-1	PB,ECP,RPL	650	4240	Tayrona	2014	No data

Purple Angel-1	ADKO,ECP	1835	2960	Purple Angel	2017	26,6
Gorgon-1	ADKO,ECP	2316	2259	Purple Angel	2017	48
Kronos-1	ADKO,ECP	1584	2136	Fuerte Sur	2015	78,7

Nota: *PB: Petrobras, ECP: Ecopetrol, ADKO: Anadarko, RPL: Repsol. Modificado de Ortiz Pinilla, A.D. & Mora

Matallana, A.F. (2019)

Para la perforación exploratoria de los pozos Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1, se utilizó como plataforma de perforación el MODU Bolette Dolphin, que es una embarcación de sexta generación construida en el año 2014, que cuenta con la tecnología, equipo y personal especializado para la perforación. Su posicionamiento es dinámico y está compuesta por un taladro (conjunto de equipos utilizados en perforación de los pozos) y una serie de equipos e instalaciones de apoyo (generadores de energía, alojamiento, helipuerto, entre otros) que facilitan la operación de la misma (ver Figura 7).

Figura 7

MODU Bolette Dolphin.



Nota: Tomado de ANADARKO

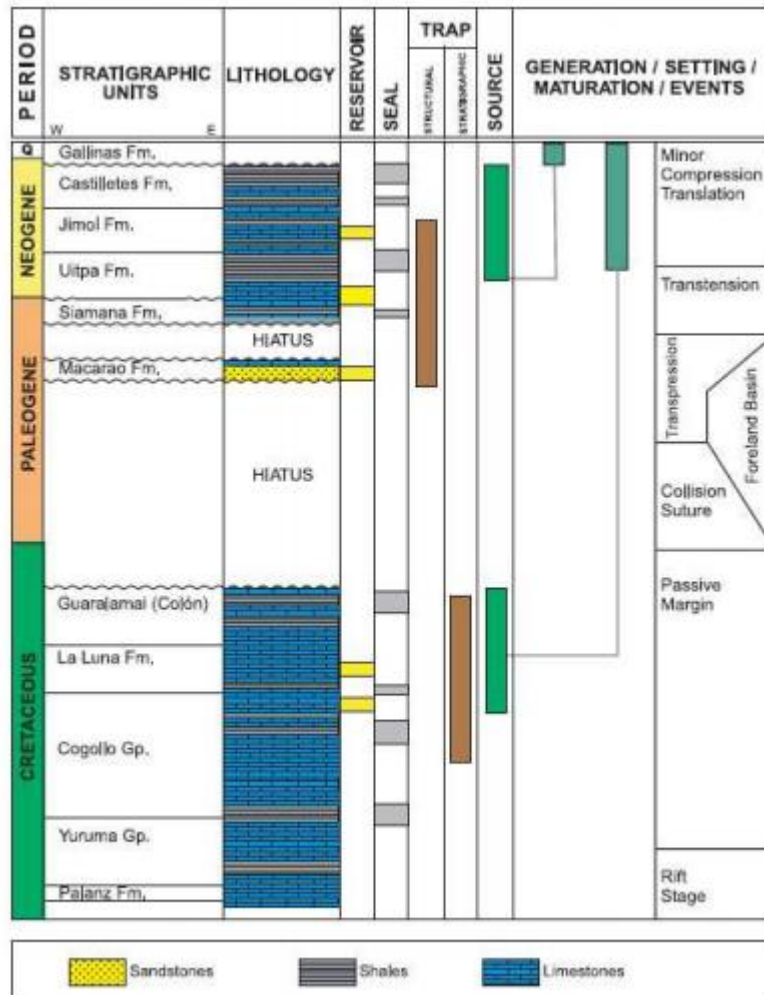
Cuenca de la Guajira:

Con referente a la Cuenca de la Guajira, dicha cuenca se encuentra en una zona de deformación activa, producto de la interacción entre las placas Caribeña, Sur Americana y la microplaca de Costa Rica – Panamá, que permitió la formación de cuencas sedimentarias complejas en la región, (Duarte et al., 2006). La Cuenca Guajira Offshore tiene como límite norte-noroccidente el Cinturón Deformado del Sur del Caribe (S.C.D.B); como límite oriente, la línea geográfica entre los países de Colombia y Venezuela, como límite sur-occidente, la traza offshore de la falla de la Oca; y como límite suroriente de la cuenca, la línea continental de la Guajira, (Barrero et al., 2007)

Por su parte, el registro litológico en la Cuenca de la Guajira para rocas pre-Eocenas se encuentra aflorando únicamente en la alta Guajira y está constituido por rocas PreTriásicas del Grupo Macuira (anfíbolitas, esquistos bióticos, neis de horblenda y neis félsico), seguido de rocas sedimentarias Triásicas de las Formaciones Rancho Grande y Uitpana depositadas en ambientes continentales, lagunares y marinos someros; así como de rocas jurásicas pertenecientes al Grupo Cosinas de ambiente de depositación que oscila entre marino somero y continental. En el Cretáceo los ambientes de depositación varían de continentales a marinos, siendo en la Formación Ipapure de tipo continental, para la Formación Palanz continental a marino somero, para el Grupo Yuruma de tipo costero, para el Grupo Cogollo de marino profundo a marino somero, para la Formación la Luna relacionado a una cuenca restringida con condiciones anóxicas y para la Formación Guaramalai de tipo marino somero, (Reyes et al., 2003), (Figura 8). Para el Maastrichtiano – Mioceno Temprano se reporta una superficie de inconformidad de carácter regional, que afecta gran parte de la Cuenca posiblemente producto de una no depositación o de un evento erosivo, (Rubiano et al., 1998).

Sobre dicha inconformidad se depositaron areniscas micáceas y glauconíticas, con arcillolitas seleníticas, calizas masivas y fosilíferas de La Formación Macarao, la cual presenta contactos discordantes hacia el tope con las Formaciones Siamaná y Castilletes. En el Oligoceno Medio en un ambiente marino somero arrecifal, se depositó la Formación Siamaná la cual contiene hacia la base conglomerados con clastos de calizas, cherts, cuarcitas y rocas metamórficas; mientras que hacia el tope de la Formación se observan calizas (arrecifales, lodosas, arenosas, margosas), margas amarillas y limolitas arcillolitas de tonalidades grises. El contacto superior con la Formación Uitpa, es de tipo discordante, (MacDonald, 1965 en Mercado, 2003).

En la Cuenca de la Guajira Offshore, según Barrero, et al., (2007) las rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a la extensión de la Formación Castilletes y una posible Formación Cretácica en la parte más profunda de la Cuenca. La migración de hidrocarburos está condicionada por la configuración estructural que enfoca las vías de migración desde una fuente temprana termogénica en el offshore profundo hacia los reservorios de Chuchupa, Ballena y Riohacha. De acuerdo con Barrero, et al., (2007) se pueden establecer dos tipos de reservorios para el área, el primero asociado a acumulaciones de carbonatos observado en los Campos Ballena y Riohacha, y un segundo tipo de carácter siliciclástico conformado por areniscas basales Paleógenas (reservorio de gas en el Campo Chuchupa) y abanicos submarinos los cuales se extienden hacia el offshore profundo. Las rocas sello corresponden a secuencias de shale del Paleógeno y Neógeno, y las trampas presentes en la Cuenca son de tipo tanto estructural como estratigráficas; dentro de las de carácter estructural destacan los roll-over producidos por fallas lítricas que generan grandes estructuras de entrampamiento y las trampas combinadas como cubiertas sobre el basamento, acumulaciones de carbonatos y pinchamientos / onlaps,

Figura 8*Litología de la Cuenca Guajira.*

Nota: Tomado de Barrero, et al., (2007).

1.2 Desarrollo actual de los contratos en la Costa Caribe

Los siguientes datos sobre la suscripción de contratos E&P costa afuera con la participación de diferentes empresas son tomados de la revista Conexión ACIPET edición No. 1 (2019):

Tabla 2*Contratos y compromisos de inversión costa afuera.*

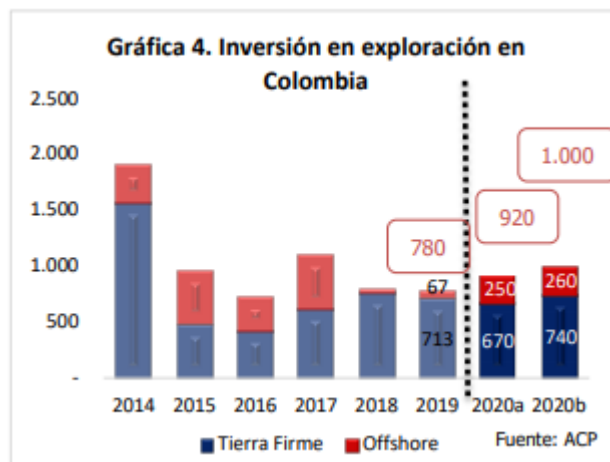
Bloques	Empresa que Adjudica	Empresa Operadora	Inversión (millones USD)	% de participación
Gua Off 10	Ecopetrol	Ecopetrol	90	Ecopetrol: 100%
Tayrona- Programa Exploratorio Posterior	Ecopetrol	Petrobras	140	Ecopetrol: 55% Petrobras:45%
Col-4	ExxonMobil	Repsol	350	ExxonMobil: 50% Repsol: 50%
Gua Off-1	Ecopetrol	Repsol	350	Ecopetrol: 50% Repsol: 50%
Col-3 y Gua Off-3	Shell	Noble Energy	650	Shell: 60% Noble Energy: 40%
Col-5	Ecopetrol	Ecopetrol	250	Ecopetrol: 100%

1.3 Proyecciones para aguas profundas y ultraprofundas

La Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) estima que la inversión en exploración para el 2020 será entre USD 920 millones y USD 1.000 millones, 18% superior a las del 2019. Un poco más del 70% de las inversiones se llevarán a cabo en tierra firme y el restante en offshore (USD 250 millones a USD260 millones). En la figura 9 se muestra un esquema representativo de lo dicho anteriormente.

Figura 9

Inversión en exploración colombiana.



Nota: Tomado de Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) (2020).

En “Análisis contextual de la región caribe: desafíos y oportunidades de cara al 2020”, investigación realizada por Danna Rodríguez Lechuga (2020), se puede evidenciar con detalle las perspectivas que se esperan para este 2020, las cuales a continuación se van a presentar:

Para el departamento del Atlántico, aunque el departamento no ha estado dedicado a la industria, a través del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se tienen reservadas las áreas Sinú Off 9 y SN 17, ubicadas en los municipios de Piojó, Juan de Acosta, Luruaco, Manatí, Repelón y Sabanalarga; con lo que se busca aprovechar las áreas en este territorio.

Así, el principal reto para el año 2020 consiste en el posicionamiento de la industria offshore como una opción para la atracción de inversiones nacionales y extranjeras. De hecho, el anuncio del proyecto de perforación del pozo offshore más profundo de Latinoamérica por parte de las empresas Shell y Noble Energy con una inversión de US\$120 millones implica el cumplimiento de ciertas exigencias formales.

Para el departamento de Bolívar, en cuanto a los proyectos offshore, destaca la reciente adjudicación del bloque Col-4 a ExxonMobil y Repsol, cuyo contrato integra una inversión de US\$700 millones con un compromiso inicial de US\$2.5 millones para el despliegue del programa de exploración. Al mismo tiempo, la condición de Repsol como operador busca el fortalecimiento de esta empresa en el país; por su parte, ExxonMobil aspira a una diversificación de sus actividades para recuperar su base financiera. Por lo tanto, el desafío más significativo que debe afrontar el departamento de Bolívar de cara al año 2020 radica en la apertura de los bloques productivos que se mantienen inactivos por falta de garantías logísticas.

También se establece un plan de gobierno. La primera parte de este plan contempla la adecuación del sistema educativo para la formación en habilidades operativas de plataformas

marinas mediante programas del SENA. La segunda parte aspira al fortalecimiento de las relaciones cooperativas entre agentes públicos y privados, ya que estas alianzas permiten la identificación de sectores clave para la inversión y con ello, un entorno financiero seguro de mínimos riesgos con altos márgenes de ganancias.

Para el departamento de Magdalena, respecto a los proyectos offshore, la compra por parte de Oxy de los bienes de Anadarko constituye el acontecimiento más trascendental, ya que ocasionó un efecto dominó de carácter internacional cuya repercusión pone sobre la mesa el potencial de las reservas en la región caribe. Para Colombia, el contrato involucra la cesión del mayor terreno para el desarrollo costa afuera del país con cuatro bloques (Col-1, Col-2, Col-6, y Col-7) con una inversión de US\$600 millones, de los cuales Col-1 y Col-2 se hallan en la jurisdicción del Magdalena.

Por otro lado, Shell y Noble Energy adquirieron el bloque Col-3 por un valor de US\$100 millones para su primera etapa y compromisos futuros por US\$650 millones. Este contrato es particularmente significativo, ya que el arribo de empresas de talla internacional como Noble Energy generan muchas expectativas, debido a que su condición de operador contribuiría con el incremento del nivel de competitividad dadas sus amplias experiencias técnicas tanto en la perforación en aguas ultra profundas como en el establecimiento de cadenas productivas teniendo en cuenta la vocación gasífera de este bloque.

Por último, aparece el acuerdo entre Ecopetrol y Petrobras para reactivar las actividades de exploración en el Bloque Tayrona con una inversión mínima de US\$140 millones y una

participación respectiva del 55,56% y 44,44% para cada una de las empresas. Esta decisión demuestra una respuesta inteligente frente a los progresos de Shell, Noble Energy y Oxy, pues Ecopetrol afirma su presencia en el caribe para el despliegue de sus propios intereses.

Para el departamento de la Guajira, que se ha caracterizado en la producción gasífera por sus campos Ballena y Chuchupa, estos fueron los primeros en desarrollarse a través de la actividad offshore convirtiéndose en los yacimientos de gas con mayor importancia en la región y el país. El PPAA contempla posibilidades de explotación en las áreas GUA OFF 11, GUA OFF 12, GUA OFF 13, comprendidas en los municipios de Manaure, Riohacha y Dibulla. No obstante, la declinación de Chuchupa ha disminuido las reservas probadas del país de un 25% a 14% en 2017, por lo que se contempla que campos alternativos como Orca, Gorgón, Kronos y Purple Angel contribuyan al abastecimiento gasífero nacional. Frente a este panorama, Ecopetrol buscará consolidar su dominio a partir de la configuración de un nuevo frente gasífero integrado por los bloques Gua Off-10, Gua Off-1 y el Pozo Orca-1. Por lo tanto, el pozo Orca-1 (con unas reservas alrededor de los 0,7 terapiés cúbicos) asume la posición de eje debido a que se constituye como el relevo de Chuchupa en la producción de gas, el cual se espera sea comercializado en el curso de los años 2023-2024.

Por su parte, Shell y Noble Energy también consolidan su posición en La Guajira con el bloque Gua Off-3. Este convenio estipula las cláusulas ya reseñadas para el bloque Col-3 en el Magdalena, es decir, una inversión primaria de US\$100 millones y compromisos futuros por US\$650 millones.

Para el departamento de Sucre, dentro de los proyectos offshore, Ecopetrol adquirió el bloque Col-5 con un compromiso de inversión de US\$ 250 millones; Recientemente culminó su proceso de información sísmica y se esperaba que con este incentivo llegarán socios con solvencia económica que contribuyan a la continuación del proyecto, lo que finalmente llevó a Shell a comprar el 50% de los derechos de este bloque.

Para el departamento de Córdoba, en el panorama offshore, destaca la entrada de Shell con el 50% de participación y como operador en los bloques Kronos, Purple Angel y Gorgón, que forman parte del portafolio de Ecopetrol. Esta alianza será productiva en la medida que Shell llevará a cabo por primera vez tareas de operador en el país, lo que indica un interés por adquirir manejo sobre los pozos disponibles para sacar el mayor provecho posible.

2. Sistemas de producción costa afuera

La industria offshore requiere el desarrollo continuo de nuevas tecnologías para producir hidrocarburos en regiones que son inaccesibles de explotar con las tecnologías existentes. Muchas veces, el costo de producción con el conocimiento existente hace esta actividad poco atractiva. Con el agotamiento de las reservas en tierra y aguas someras, la exploración y producción de petróleo en aguas profundas se ha convertido en un desafío para la industria petrolera. La exploración y producción de minerales en alta mar avanza hacia aguas cada vez más profundas a un paso acelerado. Muchas estructuras diseñadas para producción de hidrocarburos en alta mar ya se han instalado en aguas profundas y ultra profundas alrededor del mundo.

Una estructura offshore o estructura costa afuera, no tiene acceso físico a tierra firme y se le exige que permanezca en posición bajo todas las condiciones climáticas presentes en la zona. Las estructuras en alta mar pueden estar fijadas al fondo marino o pueden estar flotando. Dichas estructuras flotantes pueden estar amarradas al lecho marino, posicionadas dinámicamente por los propulsores o también permanecer suspendidas sobre el mar.

2.1 Desarrollo Histórico de la Industria Offshore

La exploración de petróleo y gas en alta mar se remonta al siglo XIX. Los primeros pozos costa afuera se perforaron desde muelles extendidos en aguas del océano pacífico, en la costa de Summerlands, California en la década de 1980. Sin embargo, se considera que la industria offshore nació en 1947 cuando Kerr-McGee completo exitosamente el primer pozo offshore en el Golfo de México en un tirante de agua de 15ft. Desde la instalación de esta primera plataforma en el Golfo de México hace más de 50 años, la industria offshore ha visto muchas estructuras innovadoras, fijas y flotantes, ubicadas en aguas cada vez más profundas y en entornos más hostiles y desafiantes. (Chakrabarti, 2005, p. 2)

Desde 1947, se han construido e instalado más de 10,000 plataformas en alta mar de diferentes tipos y tamaños en todo el mundo. A partir de 1995, el 30% de la producción mundial de crudo provenía de la costa. Recientemente, se han hecho nuevos descubrimientos en aguas cada vez más profundas. Las estructuras fijadas en fondo marino se volvieron cada vez más costosas y difíciles de instalar a medida que aumentaba la profundidad del agua, lo que hizo necesario la introducción de alternativas innovadoras y más económicas en términos de estructuras costa

afuera, estructuras que será estudiadas y discutidas en el presente capítulo. (Chakrabarti, 2005, p. 2)

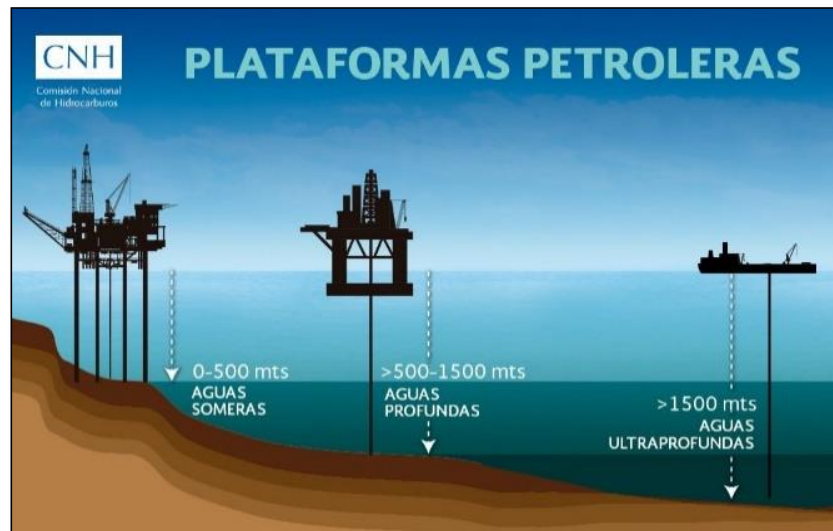
2.2 Desafíos de Aguas Profundas

Existe la proyección de que se seguirán descubriendo nuevos campos, tanto en tierra como costa afuera, para obtener reservas adicionales. El éxito en la obtención de tales reservas adicionales se plantea a través de descubrimientos orientados hacia la contribución del desarrollo de campos en aguas profundas y ultra profundas, que generalmente ofrecen perspectivas más atractivas y se considera como la próxima frontera para la industria del petróleo y gas en el mundo. (Speight, 2015, p. 8)

Se consideran aguas someras a aquellas donde el tirante de agua se encuentra en 0 y 500 metros; las aguas profundas tienen tirantes de agua desde 500 hasta 1500 metros; y las aguas ultra profundas, son aquellas que tienen tirantes de agua mayores a 1500 metros (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

Figura 10

Clasificación del agua marina según su profundidad.



Nota: Tomado de CNH México (2018).

Las estructuras con chaqueta de acero soportadas en fondo y las plataformas de concreto no son prácticas en aguas profundas desde un punto de vista técnico y económico, dando paso a estructuras flotantes con amarre al fondo del mar. En aguas profundas y especialmente ultra profundas, los elevadores y los sistemas de amarre constituyen un desafío considerable. Estas profundidades de agua exigen nuevos materiales y conceptos innovadores.

2.3 Estructuras de Producción Offshore

Las estructuras costa afuera pueden definirse por sus dos parámetros interdependientes, como lo son, su función y su configuración. Las características de los fluidos de producción y del

yacimiento, la profundidad del agua y las condiciones meta oceánicas son las variables que determinan principalmente los requisitos funcionales para una instalación en alta mar.

Una plataforma puede tener varias funciones:

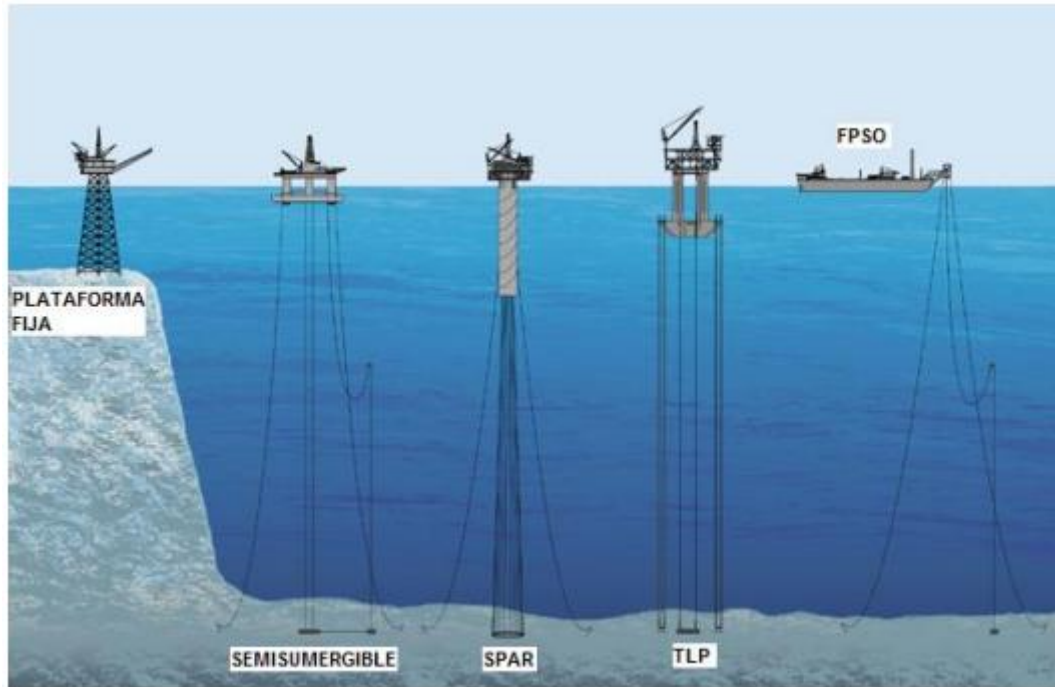
- Procesamiento
- Perforación
- Reacondicionamiento
- Alojamiento
- Almacenamiento de petróleo

Aunque la función de la estructura junto con la profundidad del agua y las condiciones del medio ambiente influye principalmente en su tamaño y configuración, otros factores que son también importantes son la infraestructura del sitio, la filosofía de gestión y la fortaleza financiera del operador, así como las normas, reglamentos y la legislación nacional.

Las plataformas de producción deben permanecer en la estación durante su vida útil, que generalmente es de 20 a 30 años. Para efectuar las actividades de producción más allá de la costa, la industria petrolera internacionalmente ha utilizado exitosamente a las plataformas fijas, las torres flexibles, los sistemas submarinos y los sistemas flotantes (Figura 11).

Figura 11

Sistemas de producción offshore.



Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas. (2009).

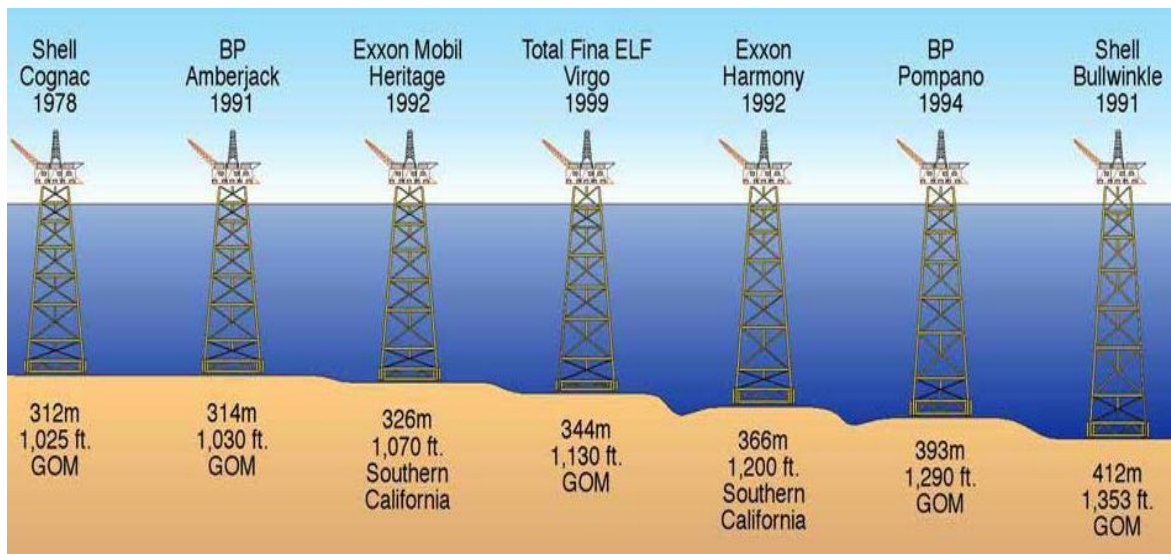
En aguas someras es viable desde el punto de vista técnico fijar una plataforma al fondo marino, siendo este el motivo para denominarlas plataformas fijas. Las columnas que soportan las cubiertas con los equipos e instalaciones de producción pueden ser de concreto o acero, las cuales se extienden en forma de piernas desde la plataforma superficial hasta el suelo marino y son fijadas con pilotes o estructuras masivas de concreto.

Las ventajas de las plataformas fijas son su estabilidad y capacidad de carga, así como sus bajos movimientos ante las acciones meteorológicas y oceanográficas del viento, oleaje, corrientes marinas y mareas. Estas características le permiten manejar grandes cantidades de producción y utilizar arboles de control de pozos sobre sus cubiertas y risers (conductos ascendentes por donde viaja la producción proveniente de los pozos) de acero verticales, los cuales en su conjunto permiten reducir los costos de la infraestructura y del mantenimiento e intervención de los pozos productores.

Las plataformas fijas dejan de ser una alternativa viable, generalmente, en aguas intermedias y profundas ya que no es costeable construir e instalar plataformas fijas con subestructuras tan pesadas y largas para apoyarse en el fondo marino. Sin embargo, en la figura 12 se presentan las 7 plataformas fijas con mayor altura en el mundo, todas ellas operando en aguas intermedias estadounidenses.

Figura 12

Plataformas fijas en operación en aguas intermedias de Estados Unidos.



Nota: Tomado de <http://offshoreindustry.blogspot.com/>

También se da la opción de la instalación de una unidad compleja de plataformas (figura 13), teniendo cada una de ellas servicios específicos tales como perforación, producción, alojamiento de personal, compresión de gas, inyección, rebombeo, recuperación, enlace y telecomunicaciones, entre otros.

Figura 13

Complejos de plataformas fijas.



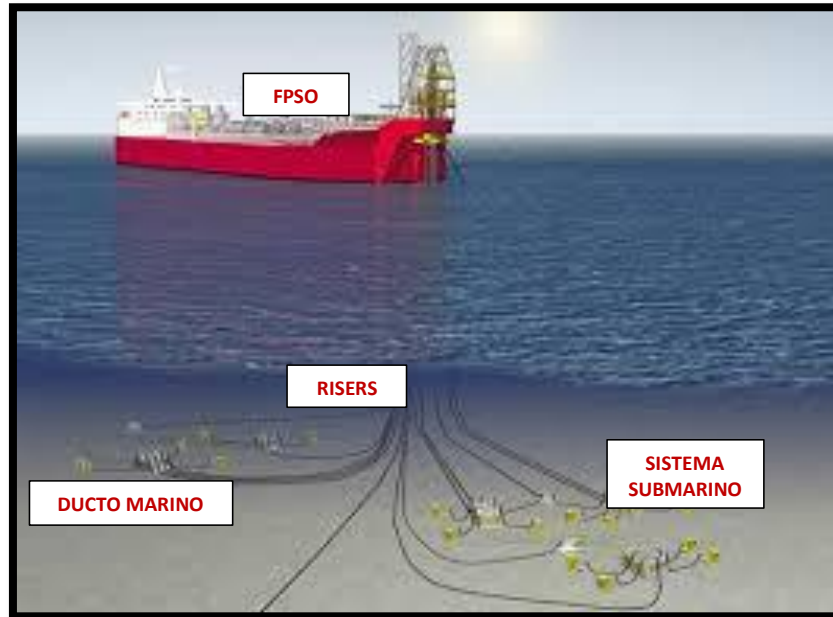
Nota: Tomado de Sistemas flotantes en Aguas Mexicanas

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas, requiere de sistemas flotantes anclados al fondo marino y/o de sistemas submarinos de producción, los cuales reciben a los hidrocarburos provenientes de los pozos y los envían a través de ductos y/o risers a instalaciones marinas cercanas o en tierra para su procesamiento, almacenamiento o venta.

En la figura 14 se puede observar un sistema de producción típico en aguas profundas, combinando los sistemas submarinos, los ductos y risers, y un sistema de producción flotante.

Figura 14

Sistema de producción típico en aguas profundas.



Nota: Tomado de Sistemas flotantes en Aguas Mexicanas

2.4 Sistemas Flotantes de producción

Cuatro diferentes tipos de plataformas han sido usadas desde el inicio de la industria offshore para el desarrollo de campos en aguas profundas y/o ultra profundas:

- Plataforma de pierna tensionada (TLP)
- Spar
- Plataformas Semi sumergibles
- Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)

La aplicación de los sistemas flotantes de producción varía desde cientos de metros de profundidad, hasta varios miles de metros de lámina de agua (como la plataforma Perdido que posee una lámina de agua mayor a los 2000 metros, mencionada con detalle más adelante) y cubren aguas profundas y ultraprofundas. Los sistemas flotantes se pueden distinguir por:

- Funciones
- Estabilidad
- Movimientos
- Capacidad de carga o volumen
- Transportabilidad
- Reutilización

Los diseños evolucionan con el fin de superar retos asociados con la profundidad del tirante de agua y presión-temperatura de operación del yacimiento. La eficiencia de diseño de una estructura flotante está precedida en funcionalidad y comportamiento, esta debe ser capaz de soportar todos los equipos necesarios para la producción y tareas relacionadas.

La estructura debe proporcionar suficiente espacio y robustez para cumplir con el propósito previsto; además, la estructura flotante debe construirse a un costo mínimo, que se rige principalmente por el costo del acero del casco. En la tabla 3 se muestran las principales ventajas y desventajas de los cuatro tipos de sistemas flotantes

Tabla 3*Ventajas y desventajas de los Sistemas Flotantes.*

Sistema Flotante	Ventajas	Desventajas
TLP	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos movimientos en el plano vertical • Permite el uso de equipos de perforación y acceso a pozos • Utiliza arboles superficiales 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones de uso en aguas ultra profundas debido al peso y colapso hidrostático de un sistema de tendones • Sensible a cambios de carga sobre la cubierta
Semi sumergible	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de risers verticales de acero • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua • Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta 	<ul style="list-style-type: none"> • No permite el almacenamiento de aceite • Altos movimientos • Uso de árboles submarinos • Los sistemas submarinos son un factor crítico

SPAR**FPSO**

- Cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio
 - Permite el uso de equipos de perforación y acceso a pozos
 - Mínimos cambios con el aumento en el tirante de agua
 - Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico
 - Alta estabilidad
 - Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas
 - Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua
 - Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta
 - Movimientos medios
 - Sistemas de risers complejo
 - Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación
 - Altos movimientos
 - Uso de risers flexibles con limitaciones en diámetro para aguas ultra profundas
 - Sistemas submarinos son un factor crítico
 - No cuenta con equipo de perforación y acceso a pozos
-

- Permite el almacenamiento de aceite
- No permite el almacenamiento de gas
- Ilimitado número de pozos

Nota: Tomado de: Zhang, D. Chen, Y. & Zhang, T. (2013). Floating Production Platforms and their Applications in the Development of Oil and Gas Fields in the South China Sea. Revista Journal of Marine Science and Application

Tabla 4

Sistemas flotantes de producción en operación o en construcción en el mundo.

<i>REGIÓN</i>	NÚMERO DE SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN			
	FPSO	SEMI SUMERGIBLE	TLP	SPAR
<i>CANADA</i>	2	0	0	0
<i>ESTADOS UNIDOS</i>	1	10	17	18
<i>MEXICO</i>	1	0	0	0
<i>BRASIL</i>	37	21	1	
<i>MAR DEL NORTE</i>	25	15	3	0
<i>OESTE DE EUROPA</i>	1	0	0	0
<i>NORTE DE AFRICA</i>	5	0	0	0

<i>OESTE DE</i>				
<i>AFRICA</i>	42	1	4	0
<i>SUR DE</i>				
<i>AFRICA</i>	1	0	0	0
<i>INDIA</i>	1	1	0	0
<i>CHINA</i>	17	1	0	0
<i>SURESTE DE</i>				
<i>ASIA</i>	25	1	1	1
<i>AUSTRALIA</i>	18	0	0	0
<i>TOTAL</i>	176	50	26	19

Nota: Tomado de: (Offshore Magazine, 2009) y (Chakravarti, 2005)

2.4.1 Componentes de los sistemas flotantes de producción

Los componentes principales de una plataforma tipo flotante son cinco (ver figura 15): La cubierta, el casco de flotación, líneas de amarre, risers y cimentación.

La cubierta:

Conocida de igual forma como superestructura, es la parte de la instalación ubicada arriba del nivel medio del mar, consiste en un arreglo de largueros y vigas que en conjunto forman una superficie plana cuya finalidad es dar el soporte a las cargas operacionales (Pérez, 2004)

Las cargas operacionales se derivan de los equipos, personal e instrumentos necesarios para la producción de los hidrocarburos. La cubierta se apoya sobre el casco de flotación o la llamada subestructura (Pérez, 2004)

Casco de flotación:

Conocido también como subestructura, es aquel componente de la plataforma que tiene la función de proporcionar flotación, apoyo y estabilidad a la superestructura para tener la posición adecuada para llevar a cabo la perforación de pozos o la producción. La posición de trabajo, estabilidad de giro y estabilidad vertical se obtiene por medio de las líneas de amarre que van desde el casco de flotación hasta el fondo marino (silva, 2004).

Líneas de amarre:

Este sistema consiste en líneas que conectan el casco de flotación al suelo marino con el fin de mantenerla en una posición con el menor movimiento posible. Comúnmente para plataformas tipo Spar, semi sumergibles y FPSO, estas líneas de amarre son compuestas por un tramo superior de cadena, un tramo intermedio de cable de acero o de poliéster, y un tramo inferior de cadena; mientras que, para las TLPs, las líneas de amarre son denominadas tendones y son compuestas por tubos rígidos de acero de alta resistencia

Los cables de acero con la ayuda del tejido en las fibras que lo componen adquieren una resistencia considerable ya que algunos de ellos son reforzados con fibras de plástico. Estos elementos están conectados a la cimentación que se encuentra en el fondo marino y la cual recibe todos los esfuerzos que le transmite la plataforma por medio de las líneas de amarre provocada por los procesos metaoceánicos que pueden actuar sobre la estructura a lo largo de su vida útil y de la que nunca dejara de estar expuesta (Barranco, 2001).

Risers:

En unidades de perforación, los risers son usados para transportar fluidos para controlar el pozo, y en las plataformas de producción son utilizados para transportar los hidrocarburos desde el suelo marino a la plataforma superficial (Chakrabarti, 2005)

Existen tres grandes grupos de risers utilizados en los sistemas flotantes de producción: los flexibles, los rígidos tensionados en su extremidad superior (top tensioned risers) y los híbridos. Los risers flexibles pueden ser contruidos de tubería flexible y de tubería rígida en una configuración que permita la absorción de los movimientos laterales y verticales de las unidades flotantes. Los tops tensioned risers son tuberías de acero verticales que son sujetos por una fuerza de tensión aplicada en el sistema flotante para garantizar su estabilidad. Los risers híbridos son una combinación de tubos rígidos de acero, utilizados en la parte profunda del sistema, y de tubería flexible, colocados en la parte superior que conecta al sistema flotante. (Barranco, 2004).

Cimentación:

El sistema de cimentación consiste de los elementos estructurales utilizados para fijar o anclar el sistema de amarre del sistema flotante al suelo marino. Un sistema de cimentación puede consistir en estructuras como plantillas de fijación de los cables de amarre en forma independiente o una sola cimentación integrada por una plantilla general en donde se apoyan o fijan los cables en forma conjunta, sistemas que se conocen como pilotes convencionales o combinaciones de cada uno dependiendo de las condiciones del suelo (API, 2001)

Entre otros tipos de cimentaciones se encuentran las anclas de succión y las anclas de arrastre, cada tipo requiere un diferente tipo de instalación. Las anclas de succión han sido utilizadas como anclas de plataformas de producción y exploración particularmente para suelos cohesivos suaves. Estas han sido aplicadas en aguas profundas donde el concepto de cimentación alternativa puede ser más costoso.

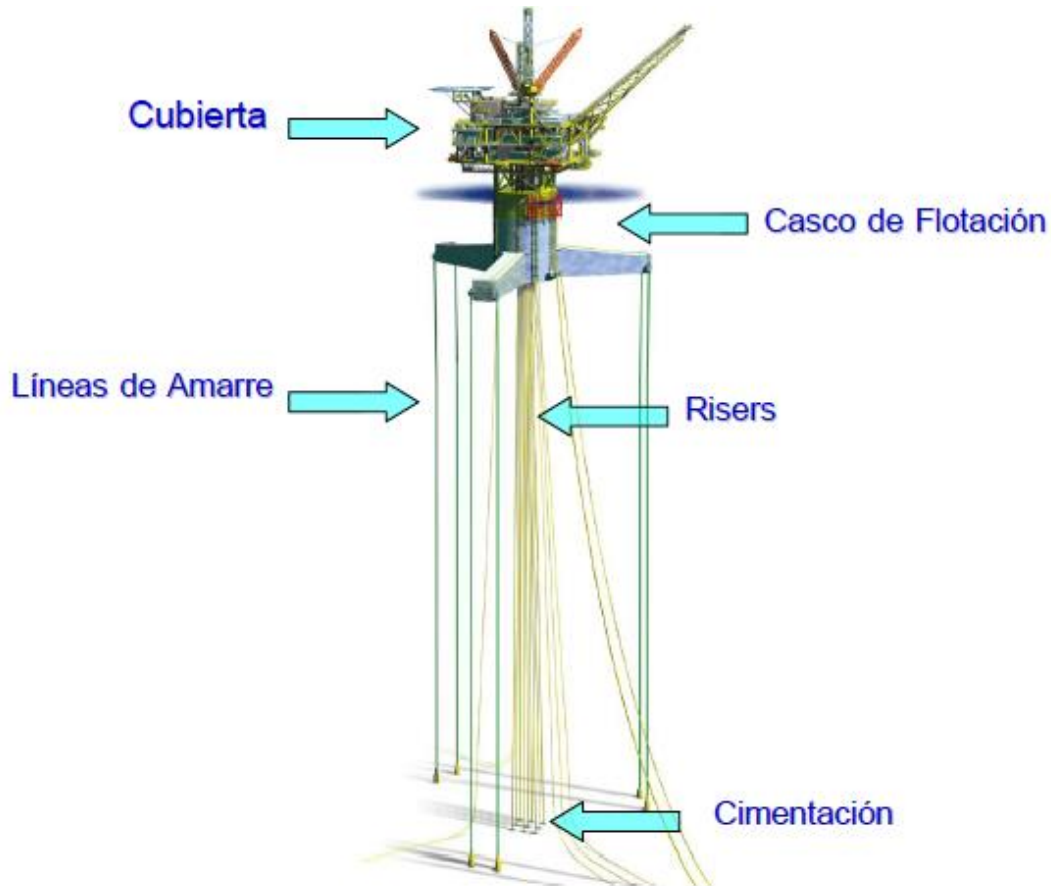
Los pilotes de succión son cilindros abiertos en la parte de abajo, que, al penetrar en el suelo, el agua que queda atrapada es bombeada fuera de manera controlada, así el ancla queda sumergida en el suelo marino. El diámetro de estas anclas va de 3.5 m a 7 m con una penetración de 20 m. las anclas de succión son instaladas al mismo tiempo que las líneas de amarre, así se evita conectar a estos dos componentes bajo el agua.

Las anclas de arrastre proveen ventajas distintas, ya que estas generan su capacidad de agarre al encajarse por sí mismas al suelo marino cuando se levanta horizontalmente. La capacidad

de agarre del ancla de arrastre depende de su peso, del tipo y condiciones del suelo. Estas son utilizadas principalmente para FPSO y pasa SEMI SUMERGIBLES (Chakrabarti, 2005).

Figura 15

Principales componentes de una plataforma tipo flotante.

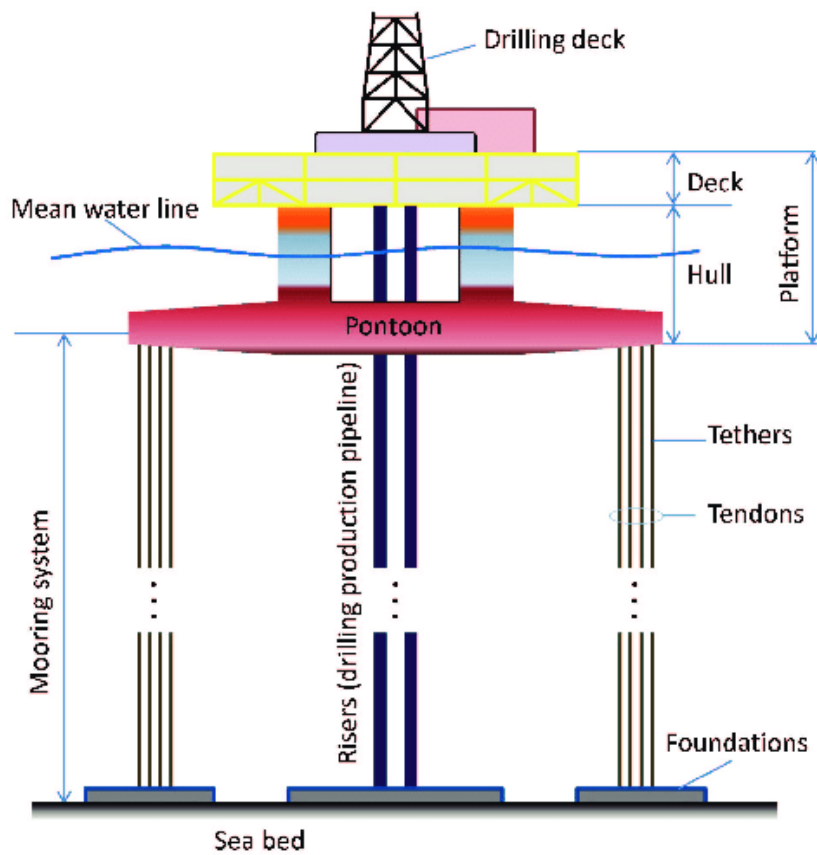


Nota: Tomado de www.blogger.com

2.4.2 Plataformas de pierna tensionada (TLP)

Figura 16

Componentes de una TLP.



Nota: Tomado de <https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-of-tension-leg-platform->

TLP_fig1_265379065

Figura 17

Sistema flotante TLP.



Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

Una plataforma de pierna de tensión (TLP) es una plataforma compatible con amarre vertical. La plataforma flotante con su exceso de flotabilidad está amarrada verticalmente por líneas de amarre tensas llamadas tendones (o correas). La estructura está restringida verticalmente, lo que impide los movimientos verticalmente (movimiento) y rotacional (cabeceo y balanceo).

Cumple con la dirección horizontal permitiendo movimientos laterales (aumento y balanceo) (Chakrabarti, 2005, p. 30).

La base es el enlace entre el fondo marino y la plataforma. La base está asegurada por pilotes de acero conducidos al fondo marino mediante el uso de un martillo hidráulico. Los cimientos o las bases se construyen en tierra y se instalan en el sitio. El casco o Hull es una estructura flotante que soporta la cubierta (*deck*) de la plataforma y su equipo de perforación y producción. Un casco típico tiene cuatro columnas llenas de aire sostenida por *pontones*. La cubierta para las instalaciones en superficie descansa sobre el casco.

La flotabilidad del casco excede el peso de la plataforma, lo que requiere amarres tensos o patas de tensión para asegurar la estructura al fondo marino, los tendones son típicamente tubos de acero con dimensiones de 2- 3,5 ft de diámetro, con hasta 1,7 in de espesor de pared. Una plataforma TLP se instalaría típicamente con 8, 12 o 16 tensores.

Un Elevador de producción transporta los fluidos de producción desde el pozo a las instalaciones de producción en superficie.

Desde 1984 y hasta la fecha un total de 24 TLP han sido instaladas y puestas en operación alrededor del mundo (16 GOM, 3 Europa, 4 África y 1 Asia) (Zhang, D. Chen, Y. & Zhang, T. 2013).

Un desafío para los diseñadores de TLP es mantener los períodos naturales en movimiento y tono por debajo del rango de energía de onda significativa. El período de elevación puede controlarse aumentando el grosor de la pared de la tubería de los tendones. El período de inclinación puede reducirse colocando los tendones en un espacio amplio para aumentar la rigidez. Sin embargo, hace que el soporte de la plataforma con grandes luces sea costoso.

La tecnología Tension Leg Platform conserva muchas de las ventajas operativas de una plataforma fija al tiempo que reduce el costo de producción en profundidades de agua de hasta aproximadamente 4900 pies o 1500 m. Sus operaciones de producción y mantenimiento son similares a las de las plataformas fijas. Sin embargo, los TLP son sensibles al peso y pueden tener limitaciones para acomodar cargas pesadas.

Un TLP convencional se remolca a un sitio de pozo en alta mar en posición vertical en su tiro de desplazamiento, y luego se lastra hacia abajo para que los tendones se puedan unir al TLP en sus cuatro esquinas. El modo de transporte de TLP permite que la plataforma se una al TLP en el muelle antes de que el casco sea llevado a alta mar. (Chakrabarti, 2005, p. 33)

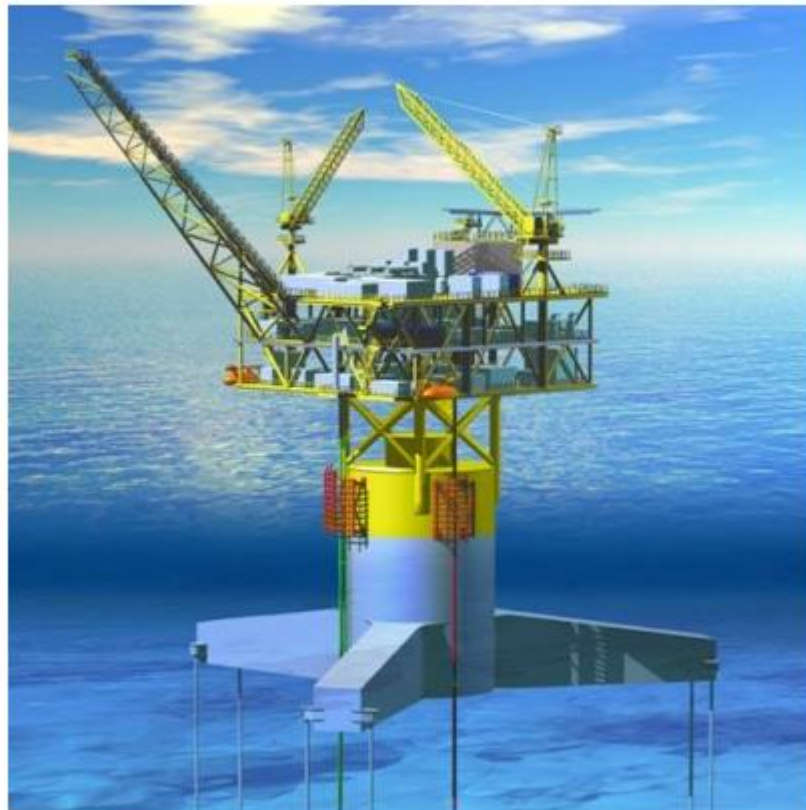
Las instalaciones superiores (instalaciones de procesamiento, tuberías y árboles de superficie) del TLP y la mayoría de las operaciones diarias son las mismas que para una plataforma convencional. Los TLP se utilizan en profundidades de agua de hasta aproximadamente 6,000 pies. (Speight, 2015, p. 96)

Existen mini TLPs de nueva generación, como es el caso de la mini plataforma Sea Star (Figura 18) la cual tiene una menor capacidad de producción con relación a la TLP convencional. La plataforma

Sea Star tiene por casco solo una columna con tres pontones en la base en forma de estrella triangular, los cuales son usados para soportar y separar los tendones de acero tubulares. El casco provee suficiente flotación para soportar la cubierta y a los risers flexibles. El exceso de flotación provee pretensión en los tendones.

Figura 18

Mini plataforma Sea Star.



Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

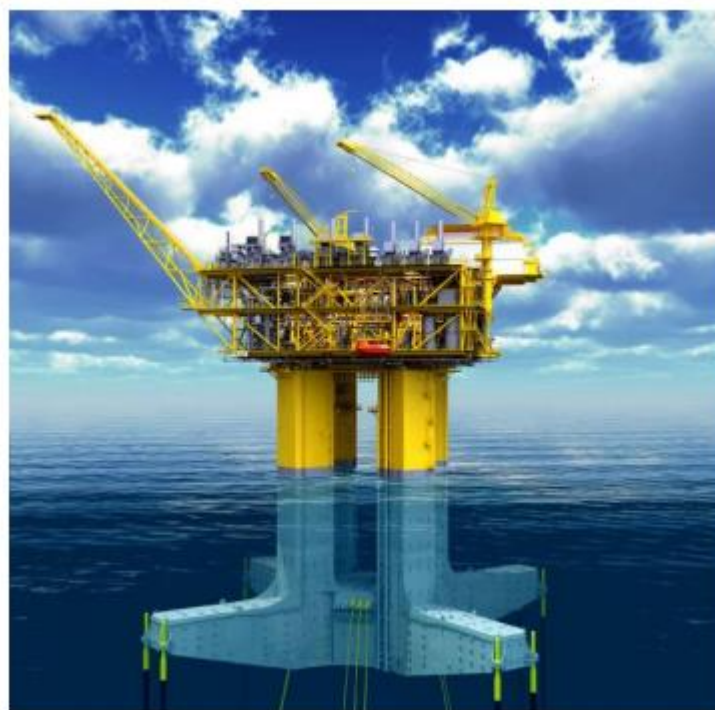
Otro tipo de mini TLP es la Moses la cual es la TLP convencional en miniatura. La estructura de la cubierta está soportada por cuatro columnas y las columnas son conectadas a los pontones, los cuales se extienden más allá de los límites verticales de las columnas, mostrada en

la Figura 19. La característica de la TLP Moses es que necesita un gran porcentaje de desplazamiento para obtener su pretensión (Chakrabarti, 2005).

La plataforma TLP Moses es una plataforma flotante de bajo costo desarrollada para la producción de reservas en zonas menos profundas donde sería poco rentable producir con sistemas de producción convencionales. La primera Mini-TLP en el mundo fue instalada en el Golfo de México en 1998 (sener.gob.mx).

Figura 19

Mini plataforma Moses.



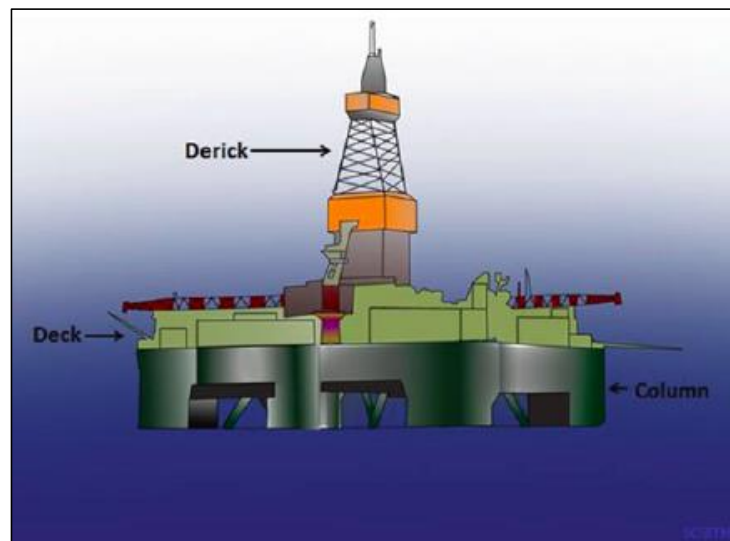
Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

2.4.3 Plataformas Semi sumergibles

Las estructuras marinas semisumergibles son bastante conocidas en la industria del gas y petróleo y pertenecen a la categoría de estructuras neutralmente flotantes. Es una plataforma flotante que se apoya principalmente en grandes estructuras con forma de pontón sumergidas debajo de la superficie del mar: las cubiertas operativas se elevan 100 o más pies sobre los pontones en grandes columnas de acero. Estas estructuras son generalmente movibles solo por remolque. Las plataformas semisumergibles tienen un calado de tránsito relativamente bajo (distancia vertical medida desde la parte sumergida más baja de la plataforma hasta la superficie del agua), con una gran área de plano de agua, lo que les permite flotar en una ubicación de estacionamiento, la figura 20 representa una plataforma semi sumergible con sus componentes principales.

Figura 20

Plataforma Semisumergible.



Nota: Tomado de Chandrasekaran, (2015).

En el lugar, se lastra (aumentar su peso), usualmente por agua de mar, para asumir una condición relativamente profunda o semisumergida, con un área de plano de agua más pequeña, para condiciones de operación. Las plataformas semisumergibles tienen la característica principal de permanecer en una posición sustancialmente estable y tienen movimientos mínimos en todos los grados de libertad debido a fuerzas ambientales como el viento, las olas y las corrientes. (Chandrasekaran, 2015, p. 13).

Las unidades semisumergibles pueden operar en una amplia gama de profundidades de agua, incluidas las aguas profundas, y generalmente están ancladas con seis a 12 cadenas de anclaje, que se controlan por computadora para mantener la ubicación de la unidad.

Un diseño típico de una plataforma semi sumergible tiene cuatro columnas conectadas en el fondo por pontones con una sección transversal normalmente rectangular.

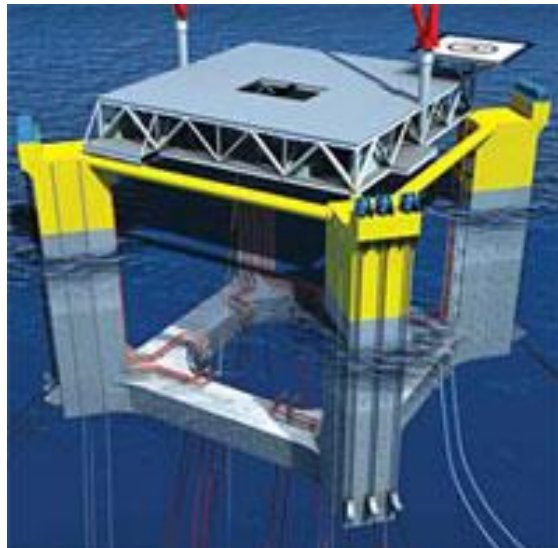
La plataforma operativa puede ubicarse muy por encima del nivel del mar debido a la buena estabilidad del diseño y por lo tanto la plataforma se mantiene bien alejada de las olas (Figura 21 y figura 22)

Las columnas estructurales conectan los pontones o cimientos con la plataforma operativa, dicha plataforma se ve menos afectada por las olas que un barco normal, sin embargo, con una pequeña área de plano de agua es sensible a los cambios de carga. La plataforma se puede usar en profundidades de 600 a 6,000 pies. (Speight, 2015, p. 77)

Las plataformas semisumergibles ofrecen una serie de beneficios, que incluyen una gran capacidad de carga útil, sensibilidad limitada a la profundidad del agua, integración en el muelle y la capacidad de reubicar la plataforma después del abandono del campo. Sin embargo, los buques de perforación son capaces de contener más equipos; pero los semisumergibles generalmente se eligen por su estabilidad. El concepto de diseño de sumergir parcialmente la plataforma disminuye tanto el balanceo como el cabeceo en plataformas semisumergibles en mares pesados. En tránsito hacia el sitio (generalmente por remolcadores o barcasas o incluso bajo su propia potencia), las plataformas semisumergibles no se bajan al agua y es solo durante las operaciones de perforación que las plataformas semisumergibles se sumergen parcialmente. (Speight, 2015, p.78).

Figura 21

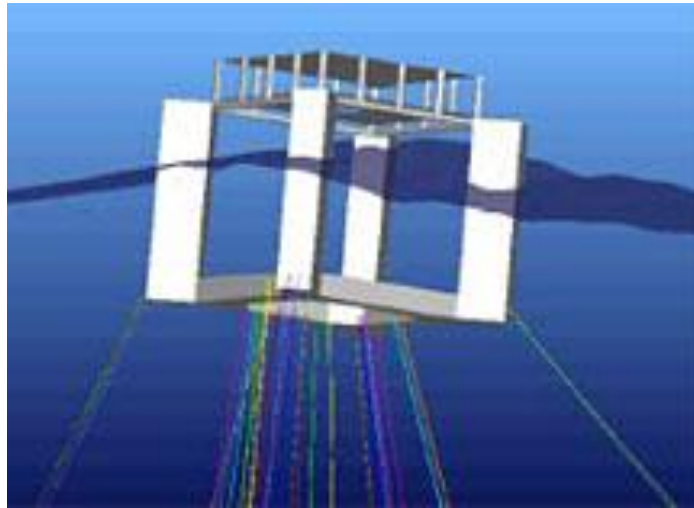
Plataforma semi sumergible.



Nota: Tomado de www.Modec.com

Figura 22

Nivel de la cubierta en una semi sumergible.



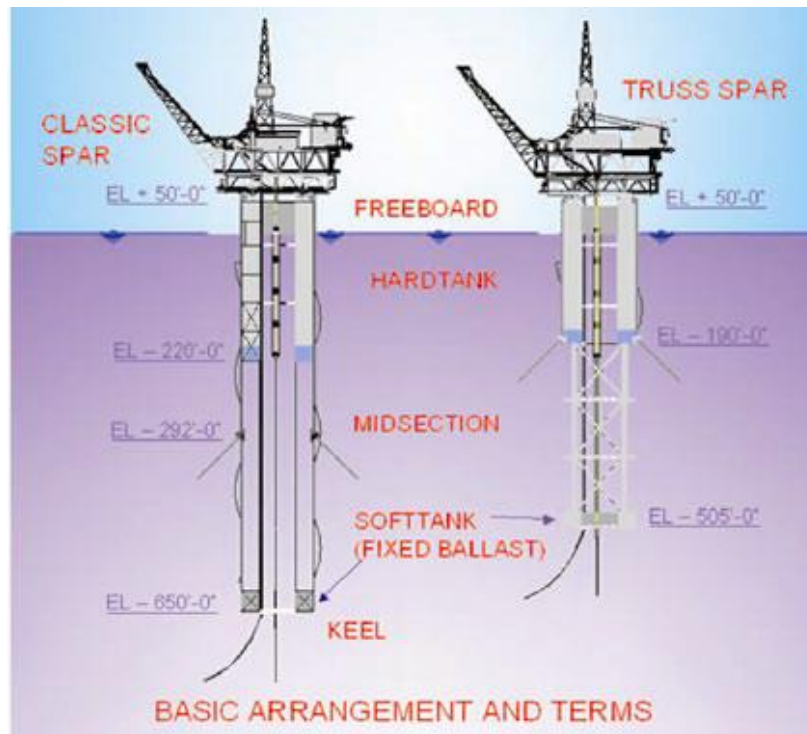
Nota: Tomado de www.Modec.com

2.4.4 SPAR

Un SPAR es un tipo de plataforma petrolera flotante que generalmente se usa en aguas muy profundas. Las plataformas de producción SPAR se han desarrollado como una alternativa a las plataformas convencionales.

Figura 23

Partes básicas de una SPAR.



Nota: Tomado de Floating Production platforms and their applications in the development of oil and gas fields in the south China sea.

Una plataforma SPAR consiste en un único cilindro vertical de gran diámetro que soporta la cubierta. El cilindro obtiene el peso en su fondo por una cámara que se llena con un material que es mucho más denso que el agua, para sí poder bajar el centro de gravedad y promover estabilidad. Los SPAR se atan al fondo del mar mediante un sistema de amarre.

Las partes básicas del SPAR incluyen una cubierta superior, tanque fuerte, sección media y tanque blando. El tanque fuerte proporciona la flotabilidad para soportar la cubierta superior, casco, ballast y tendones verticales. La sección media se extiende debajo del tanque fuerte para

darle al SPAR el calado profundo. El término "tanque fuerte" significa que sus compartimentos están diseñados para soportar la presión hidrostática total. La sección media se extiende debajo del tanque duro para darle al Spar su calado profundo. El tanque blando en la parte inferior del SPAR está diseñado para proporcionar flotabilidad durante las etapas de instalación.

El primer diseño de un SPAR para producción de aceite y gas fue NEPTUNE SPAR, ubicado en el Golfo de México en 1996 por la compañía Anadarko. Por otra parte, la plataforma de producción más profunda es PERDIDO, ubicada en el Golfo de México con un tirante de agua de 2,383 m. (Figura 24).

Figura 24

Plataforma PERDIDO.



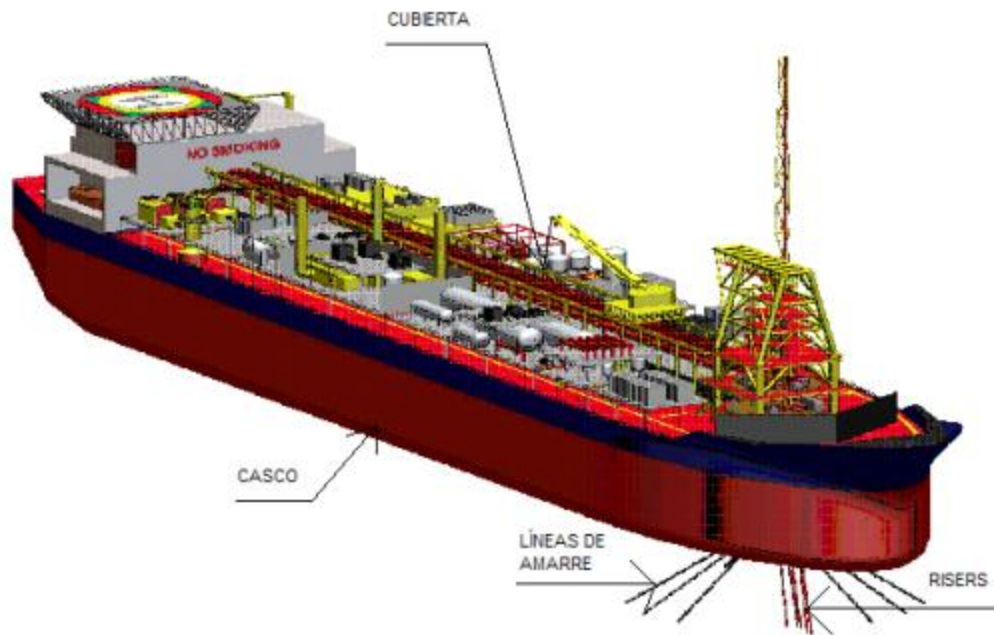
Fuente: www.elconfidencial.com

2.4.5 Plataformas de producción, almacenamiento y descarga FPSO

Una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga FPSO, es un buque flotante utilizado por la industria petrolera en alta mar para el procesamiento de hidrocarburos y para el almacenamiento de petróleo. Los FPSO son generalmente flotadores en forma de barco con provisiones para almacenar y descargar petróleo simultáneamente (ver figura 25).

Una embarcación FPSO está diseñada para recibir hidrocarburos producidos a partir de plataformas cercanas o instalaciones submarinas, para procesarlo y almacenar petróleo hasta que pueda descargarse en un camión cisterna, o con menos frecuencia, transportarse a través de tubería.

Cuando se elige un buque petrolero para transportar el petróleo, es necesario acumularlo de alguna manera en tanques de almacenamiento de tan manera que el buque no se ocupe continuamente durante la producción de petróleo, y solo se necesita una vez que se ha producido el suficiente aceite para llenar el buque. En este punto el buque cisterna se conecta a la popa de la unidad de almacenamiento y se descarga el aceite crudo.

Figura 25*Diagrama FPSO*

Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

Las unidades FPSO eliminan la necesidad de extensas instalaciones de tubería desde la instalación de procesamiento a un terminal en tierra. Lo que da una solución económicamente atractiva para campos de aceite pequeños. Una vez el campo se ha depletado la unidad FPSO puede trasladarse a una nueva locación.

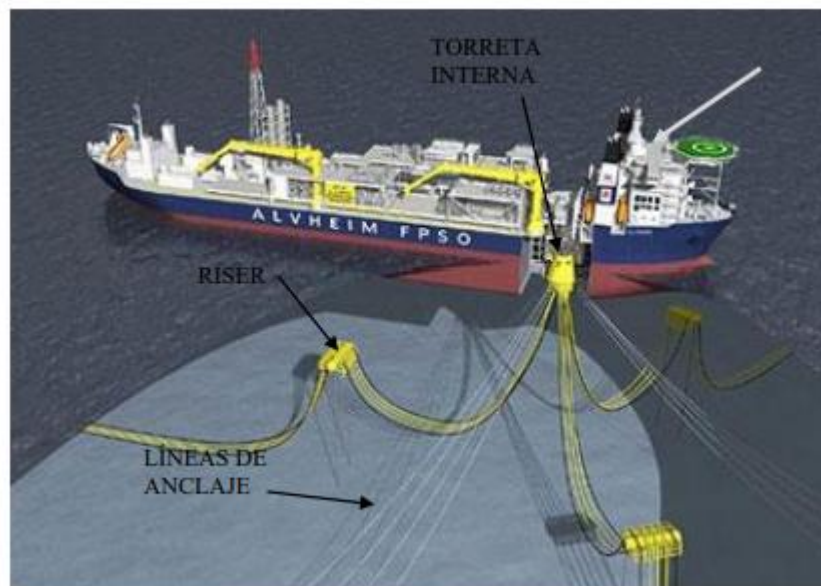
Las unidades FPSO se han utilizado desde la década del 70 en regiones como el mar del norte, Brasil, Sureste de Asia, Sur de China, Mar Mediterráneo y África, además se han

desarrollado más de 200 unidades a través del mundo. El proyecto FPSO más grande es el KIZOMBA A. ubicado en Angola, África sobre un tirante de agua de 1200 m. (Zhang, D. Chen, Y. & Zhang, T. 2013).

La mayoría de los FPSO en operación (y planeados) tienen su sistema de amarre del tipo fijo y se diseñan para permanecer en esa situación ante el paso de tormentas tropicales o de invierno. Los FPSO desconectables se diseñan para ser desconectados bajo la presencia de tifones y huracanes, o amenaza de icebergs. En la Figura 26 se muestra un FPSO con torreta interna.

Figura 26

Campo Desarrollado con un FPSO.



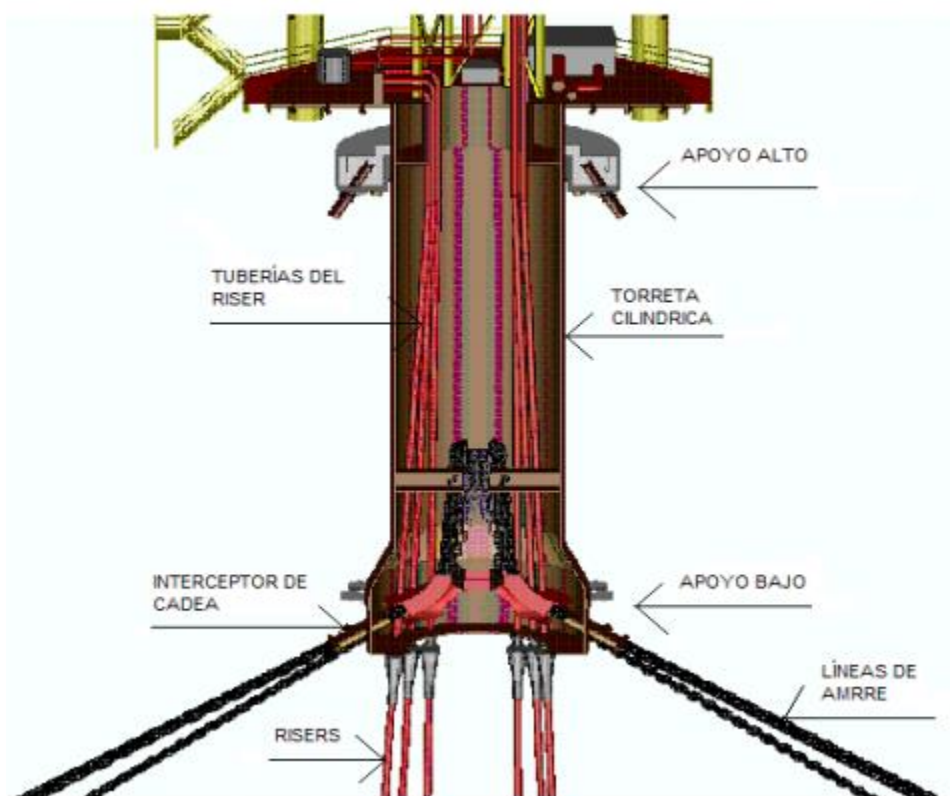
Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

La torreta proporciona la interface entre los arreglos submarinos y la cubierta, todos los fluidos y los sistemas de comunicación pasan a través de la torreta, incluyendo los fluidos de los

pozos, la inyección de agua y gas, y la conexión eléctrica y los controladores para el sistema submarino. En la Figura 27 se muestran los componentes principales de una torreta.

Figura 27

Componentes principales de una torreta.



Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

2.5 Sistemas submarinos de producción

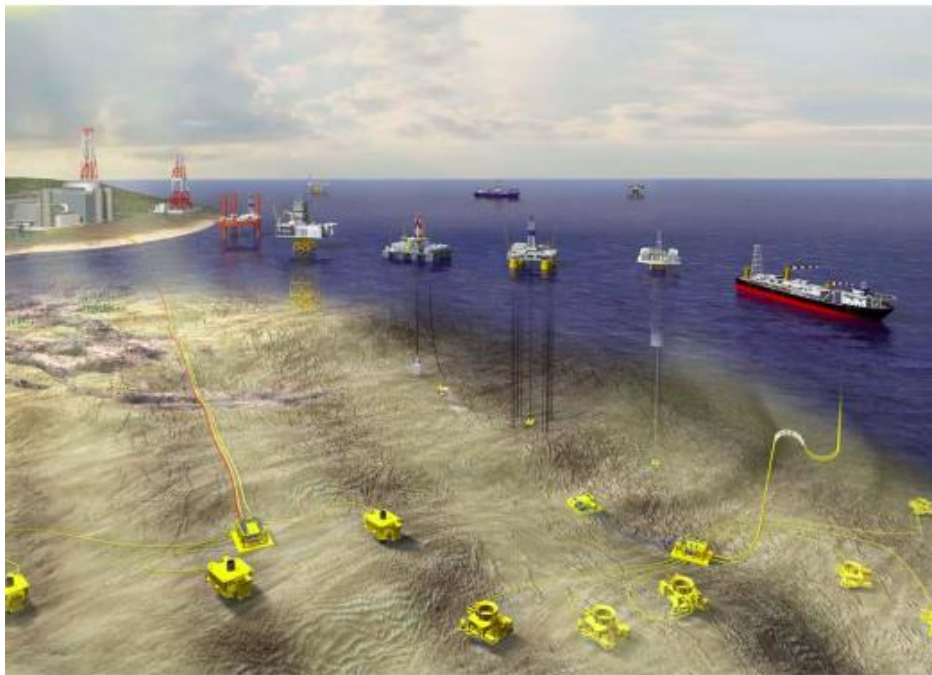
Un sistema se define como un conjunto de elementos dinámicamente relacionados entre sí con el fin de lograr un objetivo. Cada elemento del sistema cumple una función especial de tal forma que si un elemento por más pequeño que sea es afectado; todo el sistema deja de funcionar

en su totalidad, provocando deficiencias en el objetivo planteado (Landón, F. & Rodríguez, L. 2010).

Ahora bien, un sistema submarino de producción es el conjunto de conexiones, tuberías y equipos submarinos que tiene como objetivo llevar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie; ya sea a embarcaciones de procesamiento, plataformas fijas o semi sumergibles, o a tierra (figura 28).

Figura 28

Configuración de las instalaciones submarinas.



Nota: Tomado de PerfoBlogger-DrillingBolg

En los sistemas submarinos de producción se deben de tomar en cuenta diferentes áreas que en conjunto logran establecer y evaluar los diferentes escenarios de explotación mediante estudios de factibilidad técnicos y económicos, seleccionando el mejor esquema de explotación

del campo e incluyendo la mejor decisión de instalar o no los equipos submarinos distribuidos sobre el lecho marino bajo una arquitectura previamente establecida.

Un sistema submarino de producción se clasifica en las siguientes especialidades: Sistema del pozo, equipamiento submarino, sistemas de control y aseguramiento de flujo.

El sistema del pozo es el conjunto de elementos y procedimientos que constituyen a los pozos del campo de explotación, y que tienen como objetivo construir de forma adecuada el camino por medio del cual los hidrocarburos alcanzan el lecho marino dando eficiencia y seguridad a la producción.

El equipamiento submarino son aquellos equipos, conexiones, accesorios y herramientas que se instalan sobre el lecho marino y a lo largo del tirante de agua con el fin de transportar los hidrocarburos desde el pozo hasta la superficie; optimizando costos, de tal manera que confluya la producción de uno o varios pozos.

Los sistemas de control son aquellos equipos, accesorios e instrumentación específicamente diseñados con el fin de controlar la operación de árboles, estranguladores, válvulas, sensores de presión-temperatura, medidores submarinos, flujo y presión de inyección de químicos, entre otros; además sirven para conducir datos, protocolos de comunicación e infraestructura requeridos en superficie.

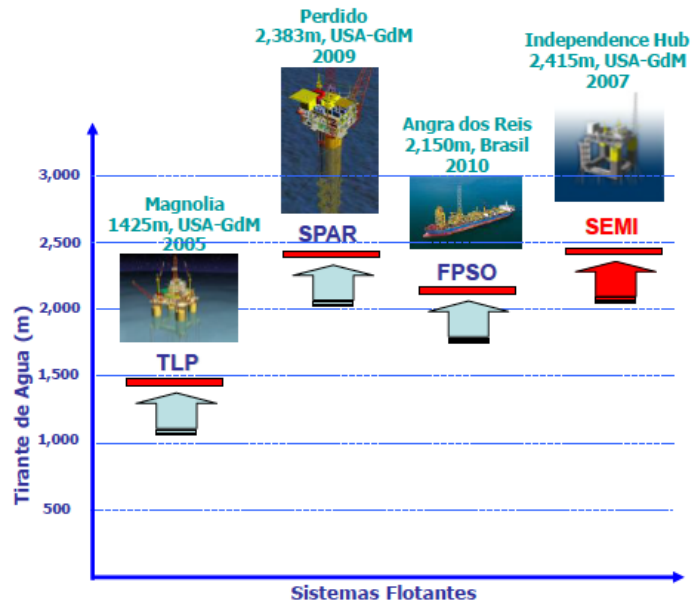
El área técnica de aseguramiento de flujo se encarga de modelar el comportamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta superficie, es decir, define los ritmos de producción y previene aquellos factores que afectan la producción de hidrocarburos (Landón, F. & Rodríguez, L. 2010).

2.6 Estado actual de las tecnologías para sistemas flotantes

La explotación de campos en aguas profundas ha crecido a pasos agigantados, lográndose hasta la fecha los records de aplicación de sistemas flotantes de producción mostrados en la figura 28. El record actual de un sistema flotante en operación en aguas profundas lo posee la plataforma semi sumergible Independence Hub de la compañía Anadarko, en un tirante de agua de 2,415 m en la parte estadounidense del golfo de México. Por otro lado, en las tablas 3 y 4, se presentan los récords de tirante de agua y producción respectivamente.

Figura 29

Records de tirante de agua de aplicación de los sistemas flotantes.



Nota: Tomado de Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas

Tabla 5

Records de tirante de agua en sistemas flotantes.

SISTEMA FLOTANTE	PROBADA EN CAMPO	CALIFICADA PARA APLICACIÓN
	2,415 m	
SEMI	Intependence Hub Anadarko, USA.	3,650 m
	2,150 m	
FPSO	Angra dos Reis Petrobras, Brasil	3,048 m

	2,383 m	
SPAR	Perdido	3,048 m
	Shell, USA.	
	1,425 m	
TLP	Magnolia	2,438 m
	Conoco Phillips,	
	USA.	

Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. (2009). Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas

Tabla 6

Records de capacidades de producción de sistemas flotantes.

SISTEMA	PROBADA EN	CALIFICADA PARA
FLOTANTE	CAMPO	APLICACIÓN
	360 Mbd	
SEMI	Asgard B	360 Mbd
	Statoil, Noruega	
	317 Mbd	
FPSO	Kizomba A	400 Mbd
	Exxon Mobil, Oeste	
	Africa	
SPAR	127 Mbd	127 Mbd

	Mad Dog	
	British Petroleum,	
	USA.	
	366 Mbd	
TLP	Snorre A	366 Mbd
	Statoil, Noruega.	

Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. (2009). Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas

2.7 Comportamiento en el mar de una plataforma offshore

El comportamiento en la mar es una medida de la capacidad que tiene una estructura flotante para adaptarse a las condiciones a las que está sometida. Así, un barco, bote, barcaza, plataforma o cualquier otra estructura flotante que tenga buena capacidad de comportamiento en la mar, se dice que es muy “marinera” y por tanto es capaz de desempeñar su propósito de forma efectiva, incluso en estados de la mar adversos.

Los dos aspectos más importantes a considerar en el diseño de cualquier estructura flotante para garantizar un buen comportamiento en la mar consisten en la supervivencia y el confort del personal destinado a tal estructura flotante.

2.7.1 Los tres conceptos para comprender el comportamiento en la mar

Así pues, el análisis de comportamiento en la mar es esencialmente un problema que consta de tres partes. En el caso de una plataforma offshore:

2.7.1.1 Misión de la plataforma y criterios límite. Consiste en definir la misión que la plataforma offshore tiene intención de acometer. A partir de ella se obtiene el criterio límite usado para evaluar el comportamiento en la mar. Es decir, la misión es el papel que ha de desempeñar la plataforma mientras está en la mar, y su cumplimiento o no viene dado por los criterios límite de movimiento. Estos criterios están basados en los movimientos de la plataforma y los índices de operatividad, e incluyen:

- Criterios de confort tales como ruidos, vibraciones y mareos.
- Criterios de supervivencia.
- Criterios de productividad.

2.7.1.2 Entorno marino. Consiste en la estimación de las condiciones del entorno marino que probablemente se vaya a encontrar la plataforma offshore. Esto incluye tanto el estado de la mar, como la velocidad del viento, la corriente... o una combinación de dichas condiciones en una determinada región geográfica. Mediante las bases de datos oceánicas y los espectros de olas obtenidos a partir de ellas se define el entorno marino.

2.7.1.3 Respuesta en movimientos de la plataforma. Consiste en la determinación de las respuestas de la plataforma en forma de movimientos dependiendo de las condiciones del entorno marino. Las respuestas obtenidas son una función de:

- Las condiciones de diseño del entorno marino.

- Las características de la plataforma (geometría del casco, distribución de pesos).

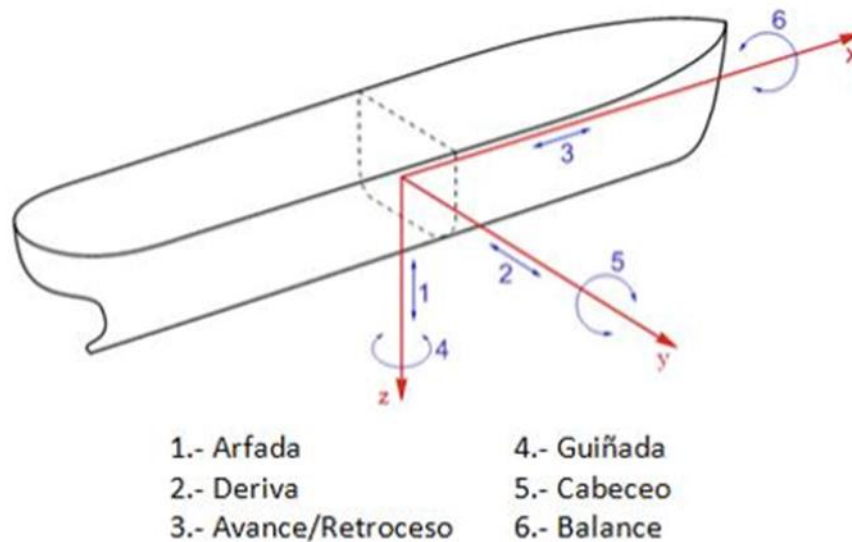
2.7.2 Movimientos de las estructuras flotantes

Los movimientos que experimenta una plataforma en el mar se pueden dividir básicamente en:

- Movimientos en fase con la frecuencia de las olas (WF).
- Movimientos de bajas frecuencias (LF).
- Movimientos de altas frecuencias (HF).

Figura 30

Movimientos en los seis grados de libertad.



Nota: Tomado de Estudio del comportamiento en la mar de una plataforma tipo truss spar, 2016.

Como se puede observar en la figura 30, tanto las plataformas offshore como las embarcaciones presentan seis grados de libertad, donde el movimiento de Arfada corresponde al

“Heave”, la Deriva al “Sway”, el Avance o Retroceso al “Surge”, la Guiñada al “Yaw”, el Cabeceo al “Pitch” y el Balance al “Roll”.

2.7.3 Problemas en las estructuras offshore

Al igual que los barcos, las plataformas offshore sufren una serie de problemas debido al comportamiento en la mar. Los problemas más destacados son:

- Para operaciones de perforación, el movimiento de arfada es un factor límite.
- El cabeceo, el balance y las aceleraciones pueden representar factores limiten para la operación de equipo de proceso a bordo de una plataforma flotante de producción.
- En el diseño del sistema de amarre, las cargas debidas a la corriente, viento y oleaje son importantes. Hay dos parámetros importantes de diseño, el primero de ellos es la carga de rotura de las líneas de amarre, mientras que el otro es la flexibilidad del sistema elevador
- Los movimientos locales, el movimiento de líquido en tanques y el efecto de olas rompientes.

3. Factores que afectan la selección de sistemas flotantes

Acorde a lo descrito en Handbook (2005), una decisión preliminar para el desarrollo de un campo de aceite o gas solo se puede tomar después de finalizados una serie de estudios que definen el yacimiento y determinan sus requisitos funcionales, evalúan las características ambientales del sitio e identifican los conceptos de desarrollo técnicamente viables para el proyecto.

Los parámetros que influyen en el desarrollo de un nuevo campo son las características del yacimiento, requerimientos o requisitos para la perforación, producción y transporte del petróleo

y gas, las condiciones ambientales presentes en el sitio, así como las normas y reglamentos de diseño. En este capítulo se discuten estos temas en detalle.

3.1 Criterios de selección para sistemas flotantes

La selección de un sistema flotante y de su concepto de operación sobre otro dependerá primeramente sobre las condiciones del campo:

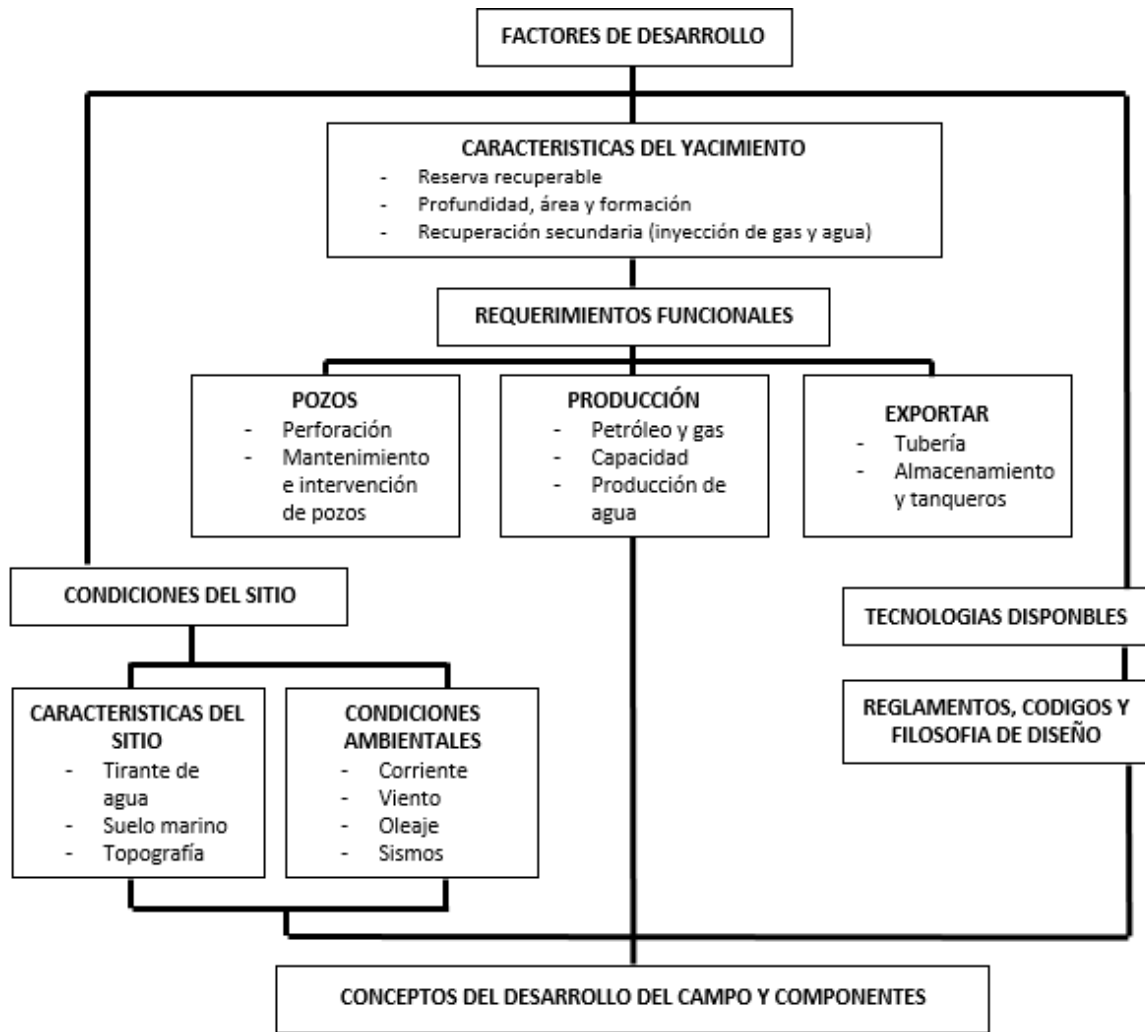
- Datos de las reservas
- Profundidad del tirante de agua
- Tipo de suelo para la cimentación
- Características ambientales
- Infraestructura
- Filosofía operacional

Durante el desarrollo del campo, los factores más importantes que afectan la selección del sistema flotante de producción están relacionados con la localización y estructuración de los pozos (arquitectura submarina), la estrategia adoptada para la perforación de los pozos productores, la terminación, mantenimiento e intervención de los pozos, los mecanismos de entrega de los hidrocarburos a la plataforma, el procesamiento y el envío de la producción a los centros de venta, almacenamiento y/o refinación.

En el siguiente diagrama (figura 29) se presentan los principales criterios que impulsan la selección y el diseño de los sistemas flotantes:

Figura 31

Factores para la selección y el diseño de los Sistemas Flotantes de Producción.



Nota: Modificado de Chakrabarti (2005)

Los requerimientos de personal y material deben ser considerados con relación a la seguridad y eficiencia del sistema flotante.

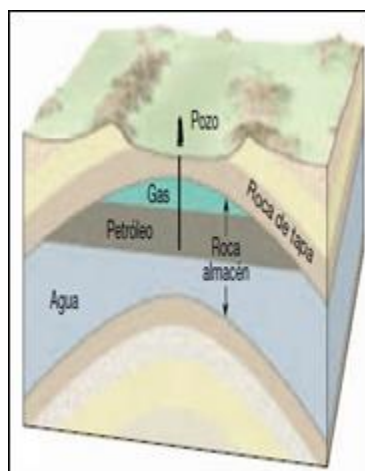
3.1.1 Características del yacimiento

Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos, en forma semejante como el agua empapa a una esponja. En toda trampa el punto más alto es la cresta de culminación y el punto inferior o punto de derrame es el cierre o sello.

Como se muestra en la figura 30, generalmente, las trampas pueden contener petróleo, gas natural o combinación de ambos. El gas, por ser más liviano se entrapa en la parte más alta de la estructura. Directamente por debajo de los hidrocarburos esta la zona de agua de fondo, la cual coincide generalmente con la superficie de un acuífero denominada contacto agua-petróleo (CAP). Cuando en una misma trampa se encuentran una acumulación segregada de gas y otra de petróleo, el límite entre ellas es una superficie teóricamente horizontal, el contacto gas-petróleo (CGP). La parte productiva de la arena, donde ha quedado el petróleo atrapado, constituye la arena neta petrolífera y su espesor vertical se denomina espesor neto de arena petrolífera. (Paris, 2010, p. 27).

Figura 32

Los yacimientos de hidrocarburos.



Nota: Tomado de https://www.portaldelpetroleo.com/2016/04/tipos-de-trampas-petroliferas_17.html

3.1.1.1 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos. Los yacimientos de hidrocarburos, por ser producto de la naturaleza son diferentes en cuanto a sus características y no hay dos que sean iguales. Por esto es necesario clasificarlos según diferentes criterios. La clasificación más usual se basa en:

- La configuración de las trampas geológicas
- El diagrama de fases de presión y temperatura
- Tipo de hidrocarburo
- Tipo de empuje
- Profundidad

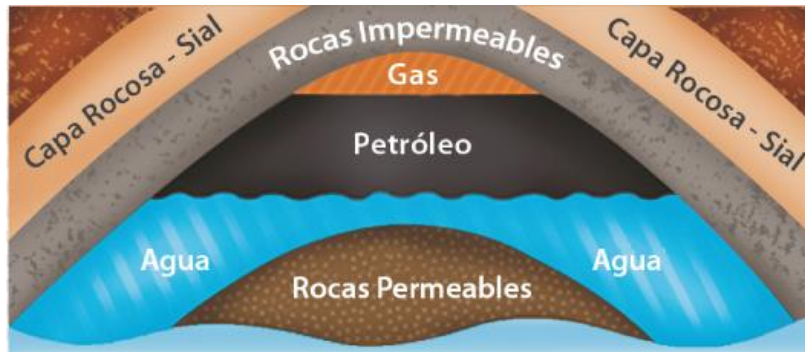
Con base en los objetivos de la investigación, nos basaremos en la clasificación de los yacimientos según la configuración de las trampas geológicas:

3.1.1.1.1 Trampas Estructurales. Las trampas estructurales se deben a la deformación de los estratos del subsuelo causada por fallas y plegamientos. Hay tres formas básicas de una trampa estructural en la geología del petróleo: anticlinal, falla y domo salino.

Las más comunes e importantes son los anticlinales (figura 31), ya que son los más fáciles de detectar y, además, porque contienen más de las $\frac{3}{4}$ partes de las reservas de petróleo descubiertas en el mundo.

Figura 33

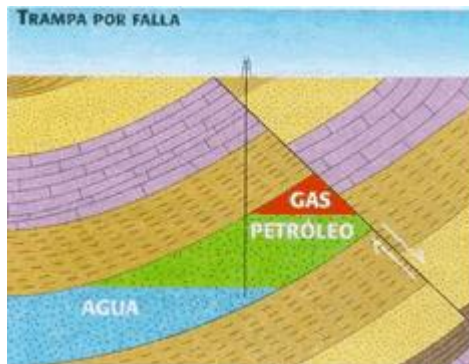
Estructura anticlinal.



Nota: Tomado de https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Natural_gas.png

Figura 34

Petróleo entrampado en falla.



Nota: Tomado de <http://historiascienciasquinones.blogspot.com/2016/01/proyecto-castor-el-surco-de-valencia.html>

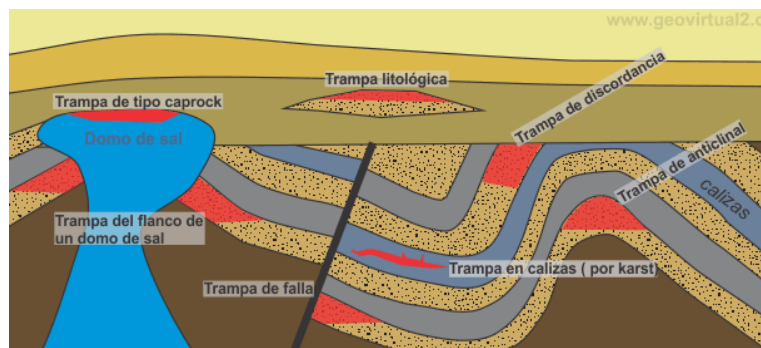
Las fallas (figura 32), son igualmente efectivas para el en atrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera abrupta a la migración de los hidrocarburos. Otra trampa común que sería un ejemplo de trampa muy compleja es el domo de sal, formado por

una masa de cloruro de sodio, en general de forma cilíndrica y con un diámetro de unos 2 km cerca de la superficie.

3.1.1.1.2 Trampas Estratigráficas. Son aquellas en donde el factor principal que la origina es la pérdida de permeabilidad y porosidad de la roca yacimiento debido a un cambio litológico. Este tipo de trampa requiere de sellos impermeables a los lados y en el fondo para impedir la migración de los hidrocarburos. En las figuras 33 y 34 se muestran ejemplos de estas trampas.

Figura 35

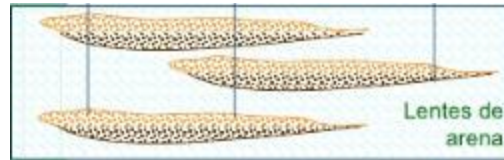
Arrecife de caliza.



Nota: Tomado de <https://www.geovirtual2.cl/depos/petrol01.htm>

Figura 36

Lentes de arena.



Nota: Tomado de <https://es.slideshare.net/jchilon/sedimentologia-de-yacimientos-clasticos-2>

3.1.1.1.3 Trampas Mixtas. Este tipo de yacimiento de hidrocarburos puede estar formado por la combinación de dos o más trampas estructurales y estratigráficas y en variadas modalidades, cuya geometría es el resultado de una combinación de procesos tectónicos y cambios en la litología.

Figura 37

Combinación de anticlinal y fallas.



Nota: Tomado de http://laotraopinion.net/recursos-naturales/futuro-del-petroleo/attachment/petroleo_trampa_mixta/

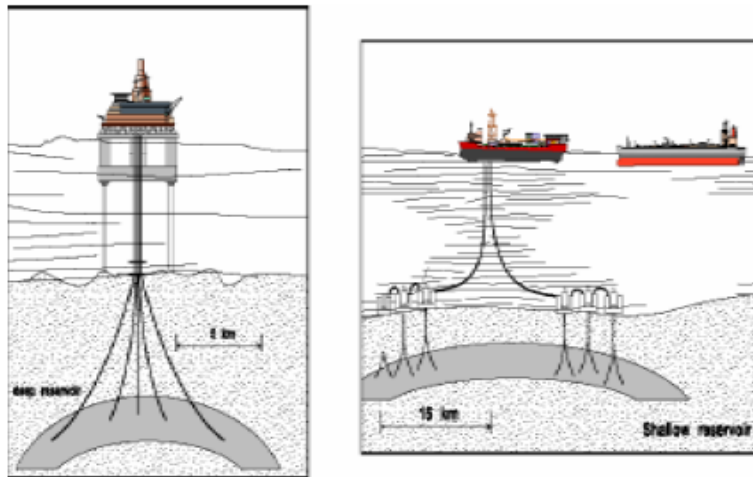
Basado en los datos sísmicos disponibles y con la elaboración de un modelo del yacimiento, es posible definir aproximadamente el tamaño, la configuración y las reservas del prospecto. Las características del yacimiento, incluyendo todas las propiedades de los hidrocarburos como de los fluidos, son confirmadas con la perforación de pozos exploratorios y delimitadores, y a través de las pruebas en laboratorio de muestras de los hidrocarburos. Los datos obtenidos son utilizados para definir el número requerido de pozos y su arreglo, para predecir el perfil de producción y los requerimientos funcionales, como el aseguramiento del flujo, los cuales afectan directamente a la perforación, la producción y al sistema de exportación de los hidrocarburos.

En el caso de los yacimientos en el subsuelo marino, si el yacimiento tiene una proyección horizontal extensa, serán necesarios varios centros de perforación y los pozos productores estarán dispersos entre sí, por lo que comúnmente se utilizan sistemas submarinos de producción para conectar/enviar los fluidos a un mismo sistema flotante. Cuando el yacimiento permite un único centro de perforación y los pozos de producción son perforados cercanos entre sí, los árboles de control se pueden colocar en la cubierta de la misma plataforma flotante, similar al escenario se plantea en las plataformas fijas.

Las plataformas tipo TLP y SPAR son las únicas que pueden alojar en sus cubiertas árboles de control seco o superficiales, mientras que los árboles de control submarino o mojados pueden ser combinados con cualquiera de los cuatro tipos de sistemas flotantes de producción (ver figura 36).

Figura 38

Selección de los árboles de control con base en la forma del yacimiento.



Nota: Tomado de Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas (2009).

Para la explotación de varios prospectos a través de sistemas submarinos la industria ha utilizado en la mayoría de los casos las plataformas FPSOs y las Semi sumergibles, ya que la capacidad de las TLP y SPAR se ven reducidas por la distancia y el tamaño del yacimiento. El uso de FPSOs y Semi sumergibles obliga al uso de unidades móviles que son utilizados para perforar los pozos productores y para la intervención y mantenimiento de pozos.

Para la planeación y el posterior desarrollo de un campo petrolero offshore, se realiza de manera similar al onshore pero teniendo en cuenta los factores ambientales del medio marino y las limitantes en infraestructura; el análisis preliminar del tipo de mecanismo de producción presente

en el yacimiento (primario, secundario o terciario) juega un papel importante, ya que tiene una influencia importante sobre el porcentaje de hidrocarburos del yacimiento recuperables, datos fundamentales para la preparación de las facilidades a instalar en la cubierta del sistema flotante.

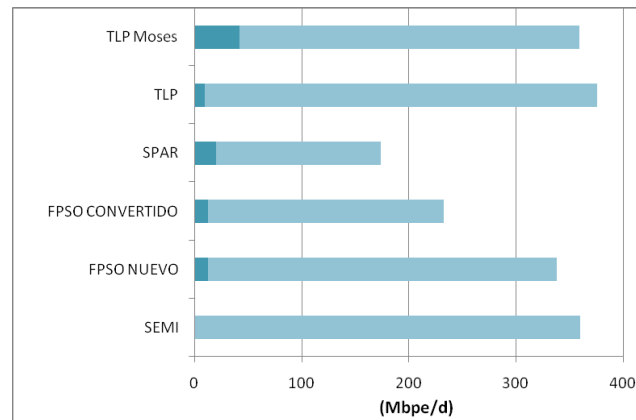
3.1.2 Requerimientos Funcionales

Las características del yacimiento y de los hidrocarburos, permiten definir los requerimientos mínimos para desarrollar el campo. Típicamente, las siguientes condiciones son establecidas:

1. El alcance del programa de perforación es definido con base en el número de pozos de producción y de inyección. Las plataformas TLP y SPAR son las únicas que pueden combinar simultáneamente la perforación/mantenimiento y la producción de hidrocarburos.
2. Los requerimientos de producción son definidos en términos de la capacidad del sistema para el procesamiento de los hidrocarburos, así como para la inyección de agua y gas para el recobro secundario. Los sistemas flotantes tipo TLP, semi sumergibles y FPSO tienen una gran capacidad de producción, lo que les brinda una gran ventaja al momento de su selección en términos de capacidad de procesamiento. En la figura 37 se muestran las capacidades de producción de los sistemas flotantes dado en Mbpe/d (Miles de barriles de petróleo equivalente por día).

Figura 39

Capacidades de producción de los sistemas flotantes.



Nota: Tomado de www.offshore-mag.com

3. Las características de la producción, tal como la presencia de hidratos y la formación de parafinas, afectan directamente los requerimientos de área disponible en la cubierta y la capacidad de carga de la plataforma, así como al sistema de exploración. Los FPSO y las plataformas semi sumergibles poseen grandes áreas en sus cubiertas y capacidad de carga, y pueden ser ampliadas sin afectar considerablemente el diseño de su casco de flotación, risers y sistemas de anclaje; por el contrario, los tendones de las TLP deben ser rediseñados al modificarse las dimensiones y similarmente habrá que hacer en el sistema de risers en las SPAR.

3.1.2.1 Requerimientos para posibles eventualidades operacionales. Los requerimientos de intervención y mantenimiento de pozos, capacidades de carga y área de cubierta, generados para abastecer necesidades como lo pueden ser los procesos de recuperación secundaria, pueden ser factores críticos para la selección del sistema flotante. Por ejemplo, si es esperada la presencia de depósitos orgánicos, asfaltenos o naftas, por lo general la industria ha utilizado

unidades de producción que ofrecen la intervención y mantenimiento de pozos a bajo costo, como las TLP y las SPAR. Si se desea evitar el depósito de sustancias inorgánicas a través de la inyección de agua tratada, entonces se requiere una plataforma con un área ampliada sobre la cubierta y capacidad de carga de los sistemas para el manejo del agua (FPSO y Semi sumergibles).

En el caso de utilizarse bombas eléctricas submarinas como sistema artificial de producción, se recomienda contar con un sistema flotante con árboles de control superficiales como en las TLP y SPAR ya que será necesario el cambio periódico de las bombas. Si las bombas usadas son bombas hidráulicas, es requerida una unidad FPSO o Semi sumergible por la capacidad de carga requerida para los sistemas de producción de agua.

Bajo un eventual proyecto de producción secundaria como lo pueden ser la inyección de agua o gas, los FPSO y las Semi sumergibles generalmente son preferidos.

3.1.2.2 Transporte de hidrocarburos. La selección del sistema de transporte o exportación de hidrocarburos desde la unidad depende de varios factores como:

- Tipo de hidrocarburo
- Aseguramiento de flujo
- Infraestructura cercana

Las unidades FPSO cuentan con dos factores importantes a su favor al momento de la selección como lo son el procesamiento y uso del gas producido y la facilidad para operar los buques tanqueros (figura 38).

Figura 40

Sistema FPSO y buque tanquero.



Nota: Tomado de nauticexpo.es

3.1.3 Condiciones del sitio

Las características el sitio incluyen parámetros como lo son:

- Tirante de agua
- Condiciones ambientales
- Propiedades geotécnicas

- Topografía del suelo marino
- Peligros geológicos
- Presencia de hielo en el agua
- Sismicidad de la región

Tienen influencia directa en la selección y dimensionamiento de la unidad flotante a usar.

Tabla 7

Sistemas flotantes aptos para aguas ultra profundas.

Aplica	No aplica
- Semi sumergibles	
- Spar	- TLP
- FPSO	

Nota: Realizada por los autores

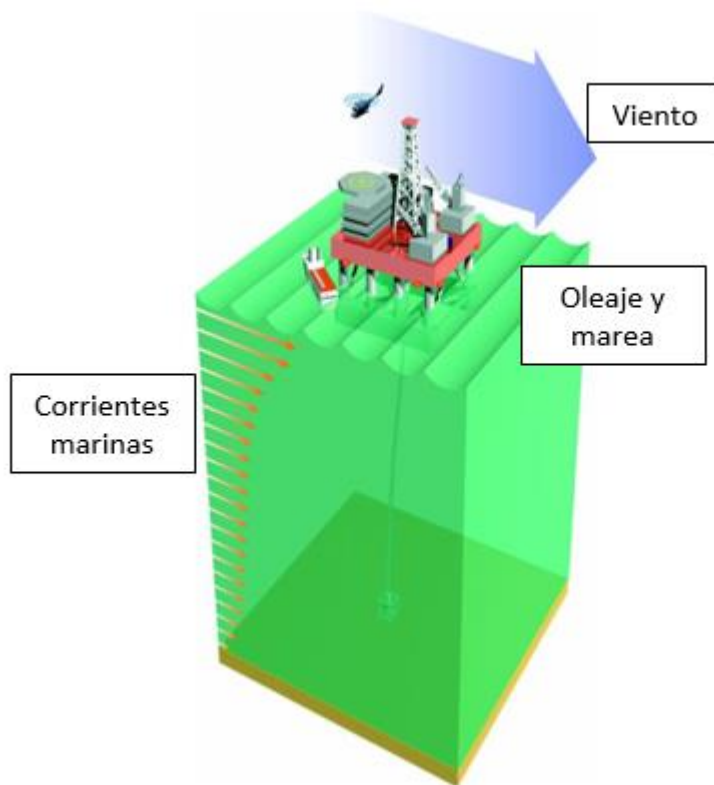
3.1.3.1 Condiciones Ambientales. Los Factores del medio ambiente que intervienen en el diseño de una estructura off shore para el manejo de hidrocarburos incluyen el oleaje, viento, corrientes marinas y mareas (ver figura 39).

Para las aplicaciones en cuanto al uso de un sistema flotante u otro, las condiciones ambientales muchas veces no influyen sobre su selección, se puede afirmar que estas condiciones pueden influir únicamente para la selección de los componentes (cimentación, líneas de amarre,

risers y casco de flotación). El conocimiento de las cargas generadas por las condiciones ambientales es un factor de gran relevancia para asegurar la estabilidad e integridad de estas estructuras.

Figura 41

Cargas ambientales en una plataforma.



Nota: Tomado de www.mercator-ocean.fr

Oleaje:

“Los conceptos clásicos sobre el oleaje se fundamentan en la caracterización de los aspectos más importantes de una ola, producida por cualquier perturbación de la superficie libre del mar en aguas profundas” (Giraldo & Lonin, 1997, p. 2).

Combinada con el viento (Arteaga y Herrera, 2014), el oleaje hace parte de uno de los factores más importantes que hay que tener en cuenta para el análisis del diseño de una plataforma offshore. Dicho oleaje tenderá a tener características diferentes, teniendo en cuenta la ubicación en donde se va a llevar a cabo el estudio para dicha plataforma.

Las olas oceánicas son, en general, de naturaleza aleatoria. Sin embargo, las ondas más grandes en una serie de ondas aleatorias pueden tener la forma de una onda regular que puede ser descrita por una teoría determinada. Aunque estas teorías de las olas son ideales, son muy útiles en el diseño de una estructura costa afuera y sus miembros estructurales.

Las siguientes son las teorías más influyentes mencionadas por Chandrasekaran (2015).

- Teoría Lineal o de Primer Orden o Airy
- Teoría de Stokes de Quinto Orden
- Teoría de la Ola Solitaria.
- Teoría Cnoidal
- Teoría de la función de flujo de Dean.
- Teoría numérica por Chappellear

Estas teorías se enuncian a manera de ilustración, pero en la presente investigación no se entrará en detalle.

Viento:

“(Leyte y Marín,2004) Otro factor importante en el diseño de plataformas marinas es el viento, cuya energía cinética se transforma en fuerza cuando impacta un obstáculo; estas fuerzas son más relevantes en cuerpos donde una parte importante de su superficie está expuesta a este agente, como en el caso de plataformas flotantes o barcos con sistemas de posicionamiento dinámico” (Rodríguez, 2009, p. 83).

El viento ejerce presiones en las porciones de la estructura encima del NMM (Nivel Medio del Mar) y en los equipos de la plataforma. La velocidad del viento se clasifica en ráfagas con periodos que varían en duración: Ráfagas de viento que promedia menos de un minuto de duración, y viento sostenido que promedia un minuto o más de duración. (Caballero, 2014, p. 63).

Corrientes:

La corriente es una ocurrencia común en el océano abierto. La corriente en la superficie del mar se introduce principalmente por el efecto del viento sobre el agua, la variación de la presión atmosférica y los efectos de las mareas. Pero la corriente también está presente en el subsuelo y la región del fondo marino. (Chakrabarti, 2005, p. 118).

En los primeros años de desarrollo en alta mar, la creencia común era que las corrientes están confinadas a las aguas superiores del océano y prácticamente no existe corriente por debajo de una profundidad de agua de aproximadamente 1000 m. En los últimos años, sin embargo, se reconoce que existen varias clases de corrientes en las aguas profundas, y se sabe que algunas se extienden a grandes profundidades. La definición y el conocimiento mejorados de estas corrientes y sus fuentes conducirán a un criterio de diseño mejorado para estructuras costa afuera que se extiendan en aguas ultra profundas. Ejemplos de estas clases de corrientes son los ciclones tropicales como los huracanes, los ciclones extra tropicales y los brotes de aire frío y las corrientes que surgen de las principales características de circulación en la superficie. (Chakrabarti, 2005, p. 118)

Las categorías más comunes de corriente, expuesto por Chakrabarti (2005), son:

- corrientes generadas por el viento,
- corrientes de las mareas (asociadas con mareas astronómicas).
- corrientes circulatorias (asociadas con patrones de circulación oceánica),
- corrientes en bucle y en remolino, y
- corrientes de solitón.

Mareas:

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. (Mayorga & Rojas, 2018, p. 25).

Existen dos tipos de mareas, las de tormenta y las astronómicas; ésta última depende de la atracción que ejerce la luna y el sol sobre los mares. Las mareas de tormenta son generadas principalmente por el empuje del viento sobre la superficie del mar. (Caballero, 2014, p. 62).

“Se debe considerar la presencia de ambos tipos de marea para las condiciones de cargas ambientales, por medio de la suma de sus alturas respecto al NMM” (Caballero, 2014, p. 63).

3.1.4 Normatividad y otros

Todas las actividades marinas están sujetas a regulaciones nacionales y/o internacionales y a estándares operacionales de la industria.

La normatividad aplicable al sitio de ubicación de los campos, los criterios de diseño de instalaciones y la filosofía de operación de la industria, tienen un impacto crítico en la selección y en la opción en el costo de la opción de desarrollo. Algunas normatividades pueden totalmente

eliminar el uso de algún tipo de producción, como fue el caso de los FPSOs en la parte estadounidense del Golfo de México.

Cada país tiene sus propias reglas concernientes a las operaciones costa afuera que consideran diseño, construcción de plataformas costa afuera; además de regulaciones para tuberías, operaciones de perforación, operaciones de producción entre otras.

En Colombia por medio de la resolución 40687 del 18 de Julio del 2017 se establecieron los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en el país. El objetivo de la presente resolución tiene como propósito establecer requerimientos técnicos para la ejecución de proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera, con el fin de fomentar un desarrollo seguro y responsable del sector.

En la resolución se establecen todos los requisitos pertinentes para garantizar la seguridad de los procesos durante la perforación exploratoria, donde el interesado a realizar este trabajo cumpla con la implementación de un sistema de administración de seguridad de los procesos que incluya al menos, sin limitarse a ellos, los elementos establecidos por la practica recomendada API 75 o el reporte 510 de la IOGP (Operating Management System Framework for Controlling Risk and Delivering High performance in the Oil and Gas Industry)

En términos de estructura y unidades de perforación, en primera instancia para plataformas fijas el interesado debe el diseño, construcción, montaje y operación de la plataforma bajo los

lineamientos de estándares o practicas internacionalmente reconocidas como las practicas API RP 2A-WSD y API RP 2SIM, la norma NORSOK D-001, o las normas ISO-19902 o ISO-19903.

Por otro lado, dentro de los lineamientos establecidos para las unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs), se debe garantizar que las unidades que ingresen al país cumplan con el código internacional para la construcción y el equipo de unidades móviles de perforación mar adentro (Código MODU). Se deberá a su vez garantizar que durante la ejecución de las operaciones:

1. Las MODUs aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de esta
2. Las MODUs dispongan de sistemas de amarre, anclaje o posicionamiento que les permita mantener su posición en condiciones meteorológicas y oceánicas pronosticada

También se resalta mediante el decreto que el personal de operación deberá asegurar que el diseño, la perforación, el completamiento y las actividades de intervención de pozos se lleven a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales apropiadas durante su ciclo de vida. El interesado debe comprobar la existencia de un sistema de prevención de reventones – BOPs, durante las etapas de perforación, completamiento y/o intervención que cumplan como mínimo con los requerimientos de la norma API 53 (API STD 53- Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells).

En general, todos los procesos operacionales deberán garantizar seguridad tanto para el mismo proceso, como para el ambiente adyacente que intervenga en el trabajo, bajo los lineamientos de prevención establecidos por normas internacionalmente reconocidas como efectivas.

4. Facilidades básicas para la producción de hidrocarburos en yacimientos ubicados en aguas profundas y ultra profundas.

Para seleccionar la mejor opción del sistema de producción más económico y técnicamente adecuado para un campo petrolero costa afuera dado, se deben plantear alternativas. Para esta selección, se deben analizar la viabilidad económica de la alternativa junto con las capacidades operacionales del sistema, la tasa de producción de petróleo y gas y los costos asociados, entre otras características de los sistemas alternativos.

Entre los principales elementos a considerar en una selección de sistemas de producción costa afuera, están la unidad de plataforma flotante, el patrón de pozos y la cantidad de pozos, el sistema de amarre, el sistema de elevación, el almacenamiento y el sistema de descarga. La selección implica elegir una alternativa que satisfaga mejor los requisitos del análisis de los elementos mencionados anteriormente, las características del yacimiento de petróleo o gas y las condiciones ambientales en el sitio.

A continuación, se muestran varios escenarios de desarrollo basados en el Campo de Gas Liwan 3-1 ubicado en el Mar del Sur de China, primer desarrollo en aguas profundas en China,

además, uno de los campos donde han aplicado tecnologías avanzadas. (Feng, W., & Xie, B., et al., 2013)

4.1 Escenarios considerados para la producción de gas en aguas profundas

Teniendo en cuenta la adopción de pozos submarinos o plataformas flotantes y la combinación de la decisión que si la salida de boca de pozo se transporta a través de una Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo (BPC) en aguas poco profundas o directamente a la planta en tierra, se consideran los siguientes tres tipos de escenarios de desarrollo.

4.1.1 Escenario A.

Unidad flotante de producción (FPU) + terminal en la costa.

Construcción de una unidad de producción flotante (FPU) con capacidad para procesar completamente el gas a la salida de la cabeza del pozo, luego el gas procesado se presiona y transporta a través de un gasoducto a la planta ubicada en tierra.

4.1.1.1 Escenario A1. Pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma semi-sumergible) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- Los pozos submarinos se adoptan para la producción de gas.

- Construcción de una plataforma de producción semi-sumergible (SEMI) para procesamiento e impulso del gas a la costa.
- El gas procesado se exporta a través de un gasoducto a la planta en tierra.

4.1.1.2 Escenario A2. Pozos con cabeza seca o pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma de piernas tensionadas - TLP) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- Los pozos con cabeza seca o pozos submarinos se adoptan para la producción de gas.
- Construcción de una plataforma de piernas tensionadas (TLP) para procesamiento e impulso del gas a la costa.
- El gas procesado se exporta a través de un gasoducto a la planta en tierra.

4.1.1.3 Escenario A3. Pozos con cabeza seca o pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma SPAR) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- Construcción de una plataforma SPAR para reemplazar la TLP en el Escenario A2.
- El resto permanece igual al Escenario A2.

4.1.2 Escenario B

Unidad flotante de producción (FPU) + plataforma central de procesamiento y bombeo (BPC) + terminal en la costa.

Construcción de una FPU con capacidad de procesamiento del gas para la deshidratación primaria. Una BPC, que consiste en una o más plataformas de saco, también se construye para su posterior procesamiento e impulso. Luego, el gas procesado se exporta a través de un gasoducto hasta la planta en tierra.

4.1.2.1 Escenario B1. Pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma semi-sumergible) + plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- Los pozos submarinos se adoptan para la producción de gas.
- Construcción de una plataforma semi-sumergible para la deshidratación primaria.
- La salida se exporta a la BPC para su posterior procesamiento e impulso.
- El gas se exporta a través de un gasoducto a la planta en tierra.

4.1.2.2 Escenario B2. Pozos con cabeza seca o pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma de piernas tensionadas - TLP) + plataforma central de procesamiento y bombeo (BPC) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- Se adoptan pozos con cabeza seca o pozos submarinos.
- Construcción de una TLP para la deshidratación primaria.
- La salida se exporta a la BPC para su posterior procesamiento e impulso.
- El gas se exporta a través de un gasoducto a la planta en tierra.

4.1.2.3 Escenario B3. Pozos con cabeza seca o pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma SPAR) + plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- Construcción de una SPAR para reemplazar la TLP del escenario B2.
- El resto permanece igual al Escenario B2.

4.1.3 Escenario C

Conexión submarina +terminal en la costa. Los pozos submarinos se adoptan para la producción de gas.

4.1.3.1 Escenario C1. Pozos submarinos + conexión o línea submarina + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- La producción de los pozos submarinos se transporta directamente a través de tuberías hasta la planta en tierra para su procesamiento.

4.1.3.2 Escenario C2. Pozos submarinos + conexión submarina + plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC) + gasoducto submarino + terminal en la costa.

Desarrollo del escenario:

- La producción de los pozos submarinos está ligada a través de un gasoducto a la BPC para su procesamiento e impulso.
- El gas se exporta a través de un gasoducto hasta la planta en tierra

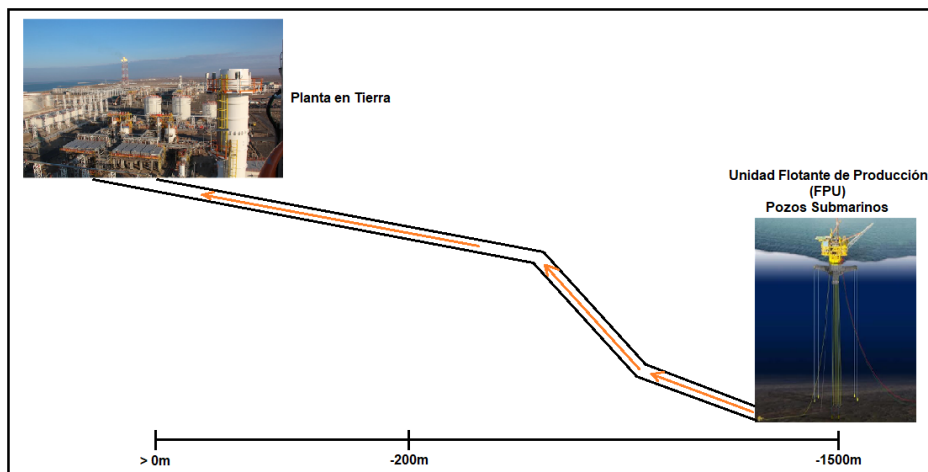
Una estación de transferencia o plataforma central de tratamiento y bombeo BPC, puede consistir en una o más plataformas con las siguientes funciones:

- ✓ Deshidratación
- ✓ Impulso
- ✓ Utilidades
- ✓ Soporte submarino
- ✓ Alojamiento

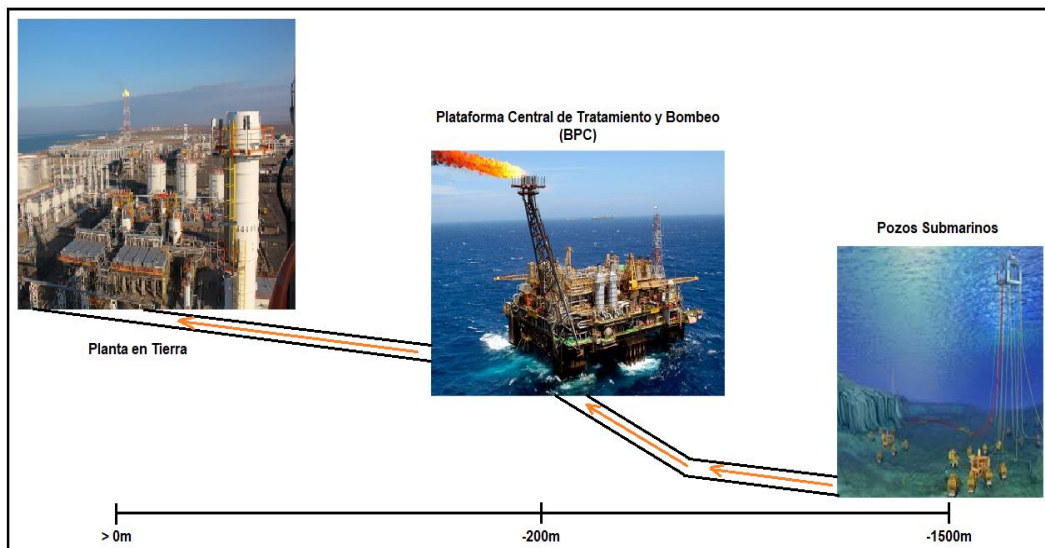
A continuación, se presentan ilustraciones (figura 40 y figura 41) correspondientes a los escenarios expuestos anteriormente, teniendo en cuenta que la escala de las imágenes se refiere a la profundidad de la lámina de agua.

Figura 42

Escenario A y C1.



Nota: Tomado de Identificación de facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costafuera (offshore) ubicados en aguas profundas

Figura 43*Escenarios B y C2.*

Nota: Tomado de Identificación de facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costafuera (offshore) ubicados en aguas profundas

5. Condiciones metaoceánicas del caribe colombiano

La estructura de una plataforma marina tiene la función de soportar los equipos de perforación, procesos y auxiliares necesarios para la extracción, adecuación y transporte de los hidrocarburos, en un medio tal que la expone al efecto de diversos procesos físicos actuantes en el medio oceánico, tales como el oleaje, las corrientes marinas, las mareas astronómicas, el viento y el sismo.

A estos procesos físicos, actuantes en el medio oceanográfico y climatológico, se denominan procesos metaoceánicos (se refiere a la combinación de los efectos meteorológicos y

oceanográficos tales como: viento de superficie local, olas generadas por viento local, corriente de superficie generada por tormentas locales).

5.1 Características físicas de las zonas marítimas colombianas

El país tiene aproximadamente 980.000 kilómetros cuadrados de aguas marítimas, de los cuales 64.000 corresponden al mar territorial, que circunda con un ancho de doce millas los 3000 kilómetros de línea costera: en el mar caribe (1700 km) y en el océano pacífico (1300 km), en la figura 42 se identifican estas zonas.

Figura 44

Límites marítimos y terrestres en Colombia.



Nota: Tomado de Comisión colombiana del océano (CCO).

5.1.1 Factores climáticos

En el clima de la Región Caribe Colombiana, influyen varios factores que determinan el régimen de lluvias, humedad y temperatura, tanto en la zona marítima como continental. Uno de los más importantes es la posición de la zona de convergencia intertropical (ZCIT), que se ubica entre 2 y 11°N, determinando la estacionalidad en el caribe colombiano.

Esta región también recibe la influencia de dos corrientes de vientos atmosféricos de bajo nivel o chorros, que tienen velocidades superiores a los 60 nudos y se presentan entre 900 y 1000 hpa, asociados con fuertes gradientes océano-tierra-atmósfera.

5.1.2 Factores oceanográficos

El gran caribe es un mar mediterráneo que se encuentra situado a lo largo de la placa del caribe. Es un mar semi-cerrado rodeado por las masas de tierra en América del Sur y América Central y separado del Océano Atlántico por las dorsales asociadas al arco de las Antillas. Su fondo marino se divide en 5 cuencas oceánicas: Granada, Venezuela, Colombia, Caimán y Yucatán.

El área que cubre el mar caribe colombiano MCC cubre aproximadamente 540.876 km² con una línea de costa de 1760 km que se extiende desde Cabo Tiburón, en límites con Panamá hasta la Península de la Guajira, en límites con Venezuela.

El MCC presenta una diferenciación entre los sectores suroccidental y Noroccidental debido a las interacciones océano-atmosféricas cuando predominan los vientos Alisios del Nororiente (Bernal et al, 2006). El sector Suroccidental se caracteriza por presentar condiciones típicas de mares tropicales, se extiende desde el Golfo de Urabá en límites con Panamá hasta la desembocadura del río Magdalena; mientras el sector Nororiental presenta condiciones oceanográficas estacionales similares a las aguas subtropicales y comprende la zona desde el Oriente de la desembocadura del río Magdalena, hasta la punta de la península de la Guajira (Botero et al, 2000; Bernal et al, 2006)

El mar caribe es considerado un mar relativamente poco profundo en comparación con otros grandes cuerpos de agua. El suelo submarino tiene dos fosas oceánicas: La fosa Caimán y la fosa de Puerto Rico, las cuales ponen el área en alto riesgo de terremotos. Los terremotos submarinos representan amenazas inminentes de la ocurrencia de tsunamis que podrían tener efectos devastadores en las islas cercanas a estas zonas (Figura 43).

Figura 45

Ubicación de las fosas oceánicas en el mar caribe.



Nota: Tomado de https://www.ecured.cu/Mar_Caribe

5.1.3 Corrientes

El sistema de corrientes del mar caribe está formado principalmente por la corriente Ecuatorial Norte proveniente de las costas de África en dirección Oriente-Occidente hasta las costas de Suramérica, donde se une con la corriente de Guayana y se dirige hacia el mar caribe.

Cuando llega a los límites del mar caribe esta corriente se divide en las corrientes de las Antillas y la corriente del caribe. La corriente del caribe transporta grandes volúmenes de agua hacia el mar caribe entrando a través del arco de las Antillas hacia el Noroccidente, hasta cruzar por el canal de Yucatán hacia el Golfo de México.

Las corrientes en el mar caribe colombiano están influenciadas, además de los vientos Alisios, por tres condiciones generales: la corriente del caribe, la contracorriente Panamá-Colombia y la corriente profunda del caribe.

En La Guajira, la contracorriente se sumerge para ser una corriente subsuperficial bajo el centro de surgencias, con el núcleo de máxima velocidad a 200 m de profundidad, en la figura 44 se muestran las direcciones de las corrientes presentes en el mar caribe.

Figura 46

Sistema general de corrientes superficiales.



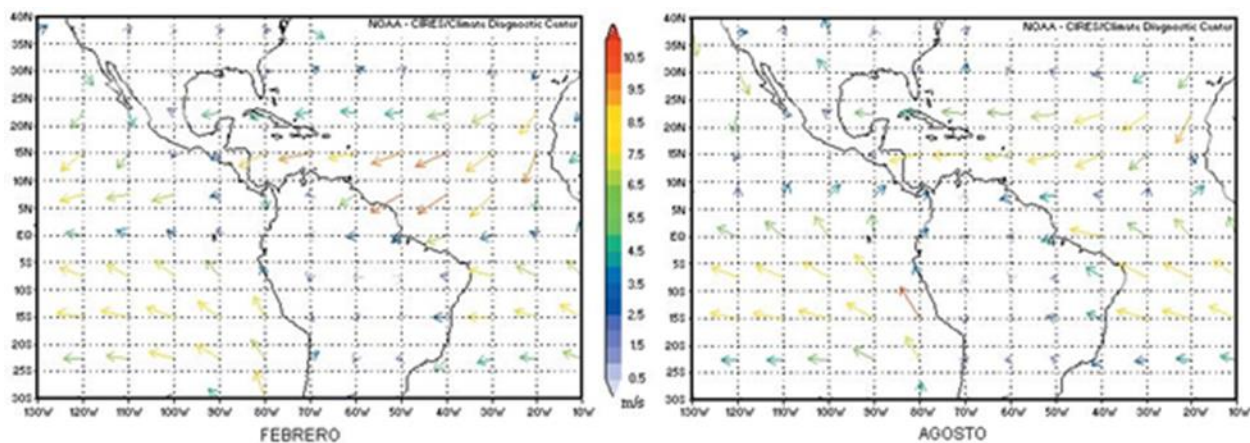
Nota: Tomado de Lozano et al 2010

5.1.4 Vientos Alisios

Los Alisios soplan en casi todas las regiones tropicales que se extienden entre los cinturones de altas presiones subtropicales y las bajas presiones ecuatoriales. En el hemisferio norte, el aire que se dirige hacia el ecuador es desviado hacia la derecha por la fuerza de Coriolis y forma los Alisios del noreste. De la misma manera, en el hemisferio sur, la desviación hacia la izquierda origina los Alisios del sureste (Fig. 47).

Figura 47

Campos medio del viento en superficie para los meses de febrero y agosto, con base en los datos del Reanalysis NCEP/NCAR, para el período 1968-1996.



Nota: Tomado de CIOH.ORG.CO

Estos vientos pueden variar de dirección por efectos locales de topografía y rozamiento; sin embargo, son conocidos por su persistencia y regularidad. Sobre los océanos, se caracterizan por la presencia de nubes cúmulos cuya base está alrededor de un kilómetro y su cima hacia los dos kilómetros de altura.

Cuando el aire se acerca al Ecuador, los vientos Alisios del noreste y sureste convergen sobre una estrecha zona a lo largo de él, denominada Zona de Confluencia Intertropical; en ella la inversión se debilita y el aire se eleva, el desarrollo vertical de las nubes aumenta y la inestabilidad se extiende a mayores altitudes. Las precipitaciones se hacen más fuertes y más frecuentes.

5.1.5 Nivel del mar

El nivel del mar (NMM) no es constante en el transcurso de largos periodos de tiempo. Los cambios que experimenta están relacionados con factores como movimientos verticales del suelo generados por procesos glaciales y fenómenos tectónicos o cambios en el volumen del agua de los océanos y de las corrientes oceánicas.

La medición del nivel del mar es aplicable en temas prácticos como la construcción de infraestructura costera, el transporte marino y la erosión costera. El nivel del mar es un indicador importante del cambio climático y procesos relacionados, como el derretimiento glacial y la expansión térmica.

El NMM, es el nivel medio del mar basado en valores horarios tomados durante un periodo de tiempo no inferior a un año. El mareógrafo es el instrumento con el cual se mide el nivel del mar.

5.1.5.1 Red Nacional de Estaciones Mareográficas del IDEAM. El instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, dentro de su programa de monitoreo de los recursos naturales del país, cuenta con una red mareográfica encargada de obtener en tiempo real, información detallada sobre el comportamiento del nivel del mar en las costas colombianas.

En la actualidad la red mareográfica del IDEAM está integrada por seis estaciones registradoras, en los principales puertos y zonas insulares a lo largo de las costas Pacífica y Caribe. Las coordenadas de estas estaciones se muestran en la tabla 1, para el enfoque del presente trabajo de investigación se toman los registros obtenidos en la estación de Puerto Bolívar la cual está encaminada al estudio metaoceánico de la zona más al norte del país específicamente en La Guajira y la figura 45 muestra en el mapa la ubicación de cada estación.

Tabla 8

Ubicación de las estaciones mareográficas.

Nombre	Latitud (N)	Longitud(w)	Altura (m.s.n.m.)	Zona Marítima	Municipio
Tumaco	1° 49' 0,9"	78° 43' 49"	3.2	Pacífico	Tumaco
Juanchaco	3° 55' 46.4"	77° 21' 06.6"	2.7	Pacífico	Buenaventura
Buenaventura	3° 53' 24.09"	77° 03' 43.53"	4.1712	Pacífico	Buenaventura
Capurganá	8° 36' 58.5"	77° 19' 41.8"	3.9	Caribe	Acandí
Escuela Naval CIOH	10° 23' 22"	75° 31' 54.3"	1.8	Caribe	Cartagena

San Andres	12° 33' 21.8"	81° 33' 21.8"	3.0	Caribe	San Andres
Puerto Bolivar	12° 13' 27.4"	71° 58' 3.6"	4	Caribe	Uribia

Nota: Tomado de: IDEAM

5.1.6 Mareas

Las mareas son los movimientos periódicos de los mares que tienen amplitud coherente y una relación periódica con alguna fuerza geofísica periódica.

El movimiento oscilatorio que la Tierra describe alrededor de su eje genera una fuerza centrífuga que es opuesta y equivalente a la atracción gravitacional de la Luna. Debido a que la Tierra es una masa sólida, la fuerza centrífuga es igual en cualquier parte del globo. La fuerza centrífuga es menor que la fuerza gravitacional en el lado orientado hacia la Luna, pero es mayor en el lado opuesto a la Luna. Sumando las fuerzas centrífuga y gravitacional en cada lado de la Tierra, el resultado es una fuerza neta que produce dos abultamientos de agua en la Tierra: una en el lado de la Luna y otra en la parte opuesta de la Luna.

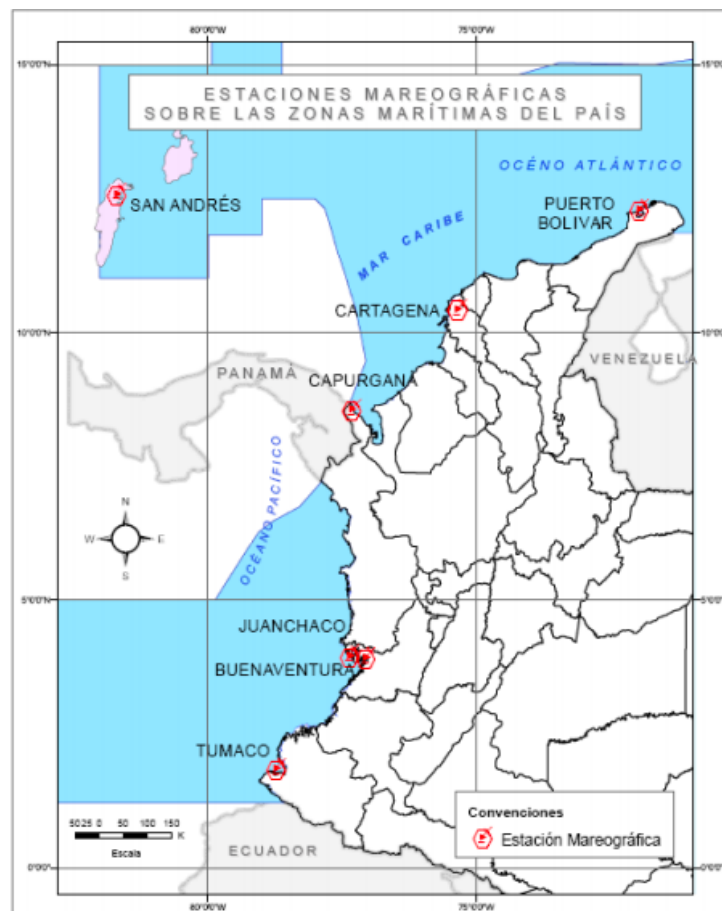
Además de la marea astronómica debida a las fuerzas gravitacionales, hay mareas débiles originadas por variaciones de la presión atmosférica y de las brisas marinas o vientos que van en dirección mar-tierra o viceversa, denominadas mareas meteorológicas.

El forzamiento astronómico de las mareas produce una periodicidad en su ascenso y descenso. La mayor altura alcanzada se denomina PLEMAR y la menor BAJAMAR. La diferencia entre ellas equivale a la amplitud.

5.1.6.1 Niveles de referencia relacionados con las mareas. La elevación de las mareas se calcula tomando como referencia una elevación base, nivel o plano de referencia de mareas, que cada país adopta según las características de cada costa. Los planos de referencia de mareas varían según el lugar y se definen en términos de cierta fase de la marea (figura 46).

Figura 48

Ubicación espacial de las estaciones mareográficas.



Nota: Tomado de IDEAM

Figura 49

Planos de referencia de bajamar de uso común.



Nota: Tomado de IDEAM

5.1.6.2 Cuantificación de las mareas. La amplitud de las mareas varía desde insignificante hasta más de 10 metros y depende del lugar.

La amplitud de una marea en términos generales es la diferencia de altura entre pleamares y bajamares consecutivas. La amplitud media es la diferencia de altura entre pleamar media y la bajamar media. La amplitud diurna es la diferencia entre el nivel medio de las pleamares más altas y el nivel medio de las bajamares más bajas, en la figura 47 se explican estos términos.

Figura 50

Amplitud de las mareas.

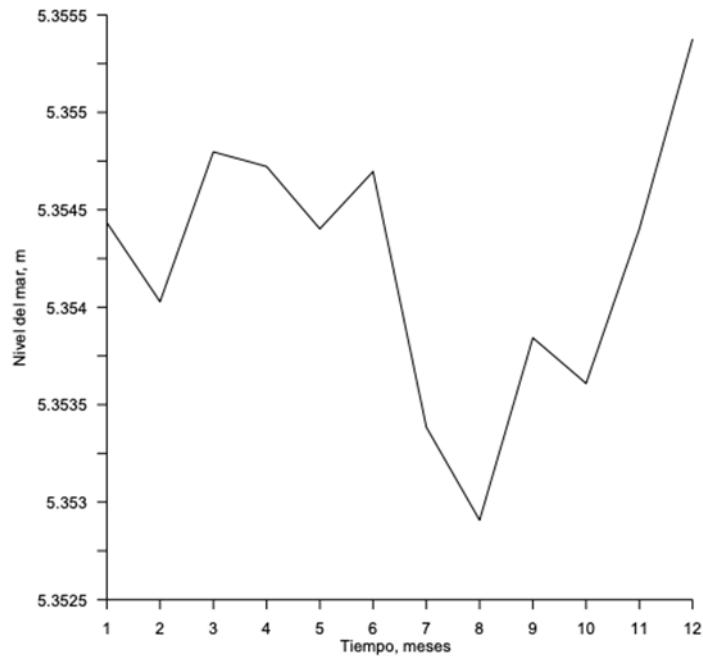


Nota: Tomado de IDEAM.

La amplitud de las mareas depende de factores como la fase de la luna, la época del año y la batimetría local, en la figura 48 se muestra el histórica de mareas en el punto de testeo ubicado en Puerto Bolívar.

Figura 51

Oscilación anual de la marea astronómica de Puerto Bolívar.



Nota: Tomado de IDEAM.

5.1.7 Vientos

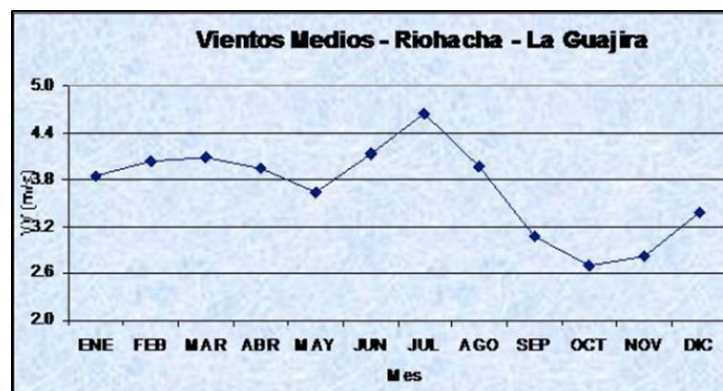
Colombia está localizada en la franja tropical y es dominada por los vientos alisios, tanto del noreste como de sureste. Estos vientos se caracterizan por su estabilidad y por ser en general débiles.

Las zonas de mayores vientos se localizan al extremo norte de Colombia, en la región Alta Guajira, en donde se alcanzan viento promedio de 6 m/s e incluso mayores.

En la región caribe los vientos presentan una distribución aproximadamente bimodal a través del año. En el extremo norte (Guajira), los vientos máximos se presentan en los meses de junio-julio-agosto. Un segundo periodo de vientos altos se observa en el primer trimestre del año. Los vientos más débiles ocurren en septiembre-octubre-noviembre. En la figura 49 se presenta el comportamiento de la velocidad del viento durante el año.

Figura 52

Velocidad del viento en La Guajira.



Nota: Tomado de IDEAM.

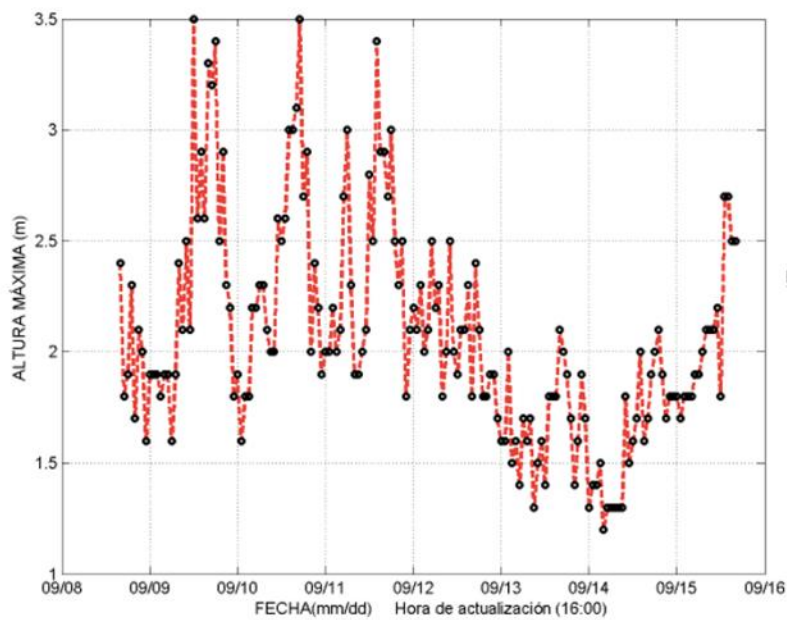
5.1.8 Oleaje

El viento es responsable de la generación del oleaje que se desplaza sobre la superficie del agua y que juega un rol muy importante en la modificación de la línea costera. Si observamos el mar durante una tormenta, su superficie parece estar en un estado de confusión y es difícil apreciar que entre el desorden es posible detectar los diferentes trenes de olas que allí se generan.

En el capítulo anterior se explicó más a detalle teoría sobre las olas, en las figuras 50 y 51 se presentan las alturas máximas de las olas y las alturas promedio de olas respectivamente en el puerto de monitoreo ubicado en Puerto Bolívar.

Figura 53

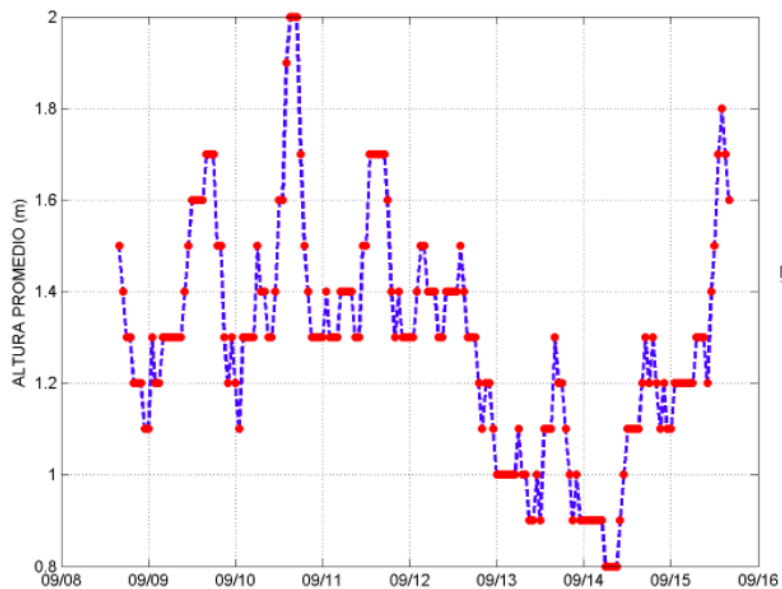
Altura Máxima del oleaje en Puerto Bolívar.



Nota: Tomado de CIOH.org

Figura 54

Altura promedio del oleaje en Puerto Bolívar.



Nota: Tomado de CIOH.org

5.2 Fenómenos océano-amenazantes en el caribe colombiano

5.2.1 Aumento crítico en el nivel del mar

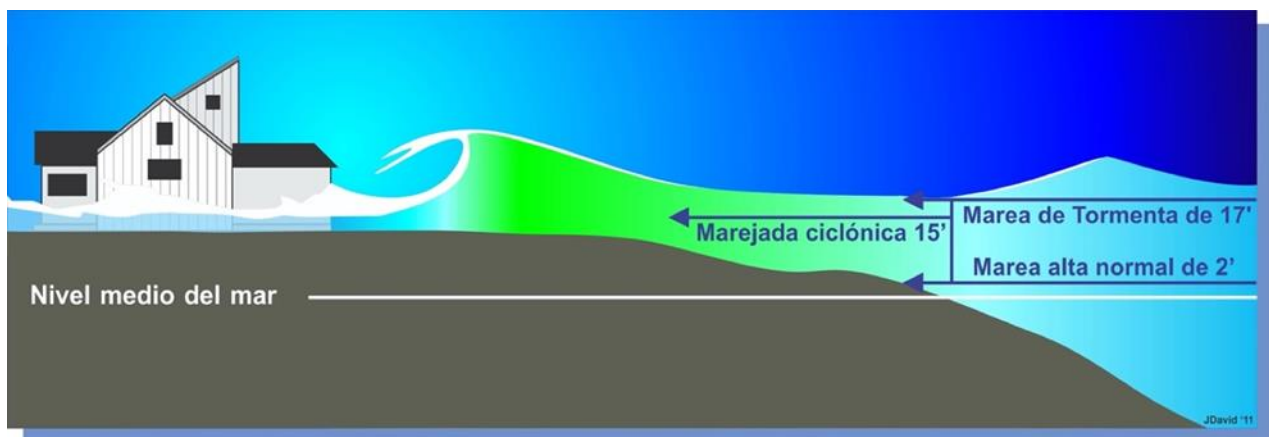
Cuando se analizan las variaciones del nivel del mar que pueden tener lugar en un sitio determinado se deben tener en cuenta las condiciones meteorológicas, ya que estas pueden modificar la altura del mar positiva o negativamente. En el primer caso se pueden dar inundaciones costeras, como es el caso de huracanes en los países del caribe. La presión y el viento son los dos elementos que entran en juego a la hora de generar ascensos y descensos en el nivel del mar.

Estos efectos son más dañinos en los mares poco profundos o zonas costeras rodeadas por aguas someras.

Una marea de tormenta, hacer referencia a un incremento en el nivel del agua, debido a la combinación de una marejada y la marea astronómica. Por ejemplo, si un huracán se mueve hacia la orilla con una marea alta de 0,61 m, podría producirse un incremento adicional de 4.5 m, a la marea alta, dando como resultado una marea de tormenta de 5.1 m. (Figura 52).

Figura 55

Marea de tormenta.



Nota: Tomado de www.aoml.noaa.gov

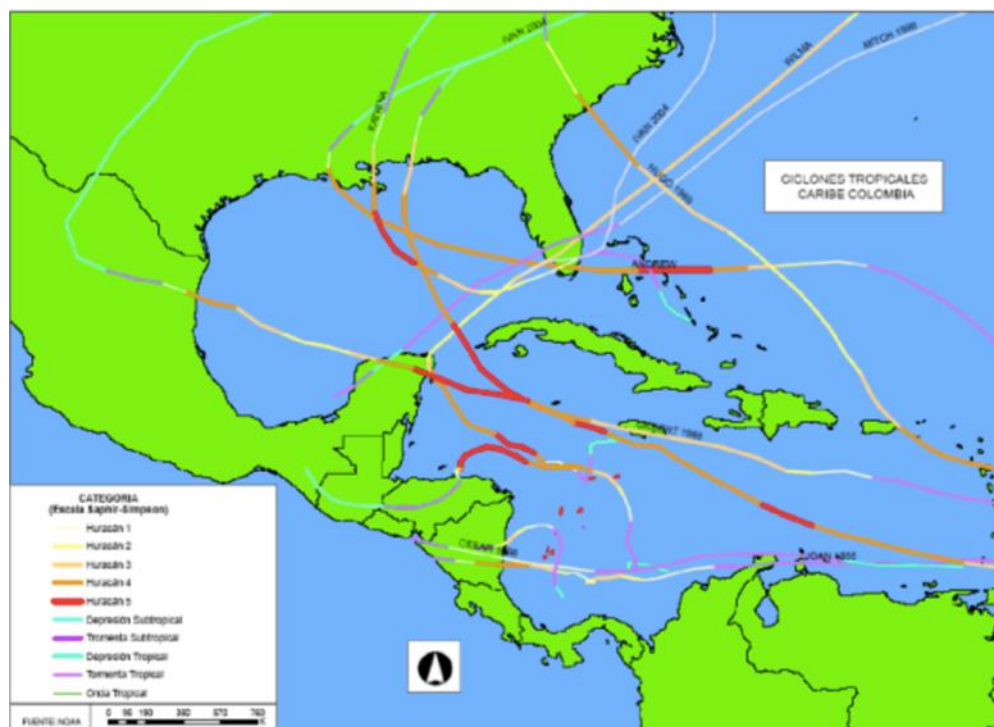
5.2.2 Ciclones tropicales en Colombia

De acuerdo con las investigaciones del IDEAM, se encontró que, para el área marítima de Colombia y zonas de influencia, con base en datos históricos entre 1951 y 2005, la zona tuvo el paso de 465 ciclones tropicales, de los cuales el 10% correspondieron a depresiones tropicales, el 48% a tormentas tropicales y el 42% a huracanes, de estos el 73% fueron de categorías 1 y 2 y solo el 5% fueron de la máxima y destructora categoría 5, según la escala de Saphir-Simpson.

Los análisis muestran una tendencia creciente en la frecuencia de ciclones tropicales que atraviesan la zona marítima colombiana y zonas aledañas, pasando de una frecuencia promedio de 1.7 en el periodo de 1851-1881 a una frecuencia promedio de 3.4 entre 1976-2005, en la figura 53 se presentan los ciclones tropicales que han estado cerca del país.

Figura 56

Ciclones tropicales que han pasado cerca de la zona insular del país.



Nota: Tomado de IDEAM

5.2.3 Tsunamis

El término japonés Tsunami (TSI: Puerto, NAMI: Ola), es aplicado a un tren de ondas que se mueven a gran velocidad y son originados por maremotos, grandes deslizamientos de tierra, erupciones volcánicas, explosiones atómicas o caída de meteoritos gigantes. Sin embargo, la causa más frecuente son los maremotos y entre estos, aquellos generados por las zonas de subducción

que abundan en el océano pacífico. Este tren de ondas adquiere una gran longitud de onda y poca altura, pero cuando llegan a las costas descargan una enorme cantidad de aguas a través de olas gigantes.

En Colombia la zona más vulnerable a la ocurrencia de este fenómeno es el sur de la costa pacífica; inicialmente, porque está sobre la zona de subducción de la placa Cocos y en segundo lugar porque es una parte relativamente baja, en la que la plataforma continental se extiende hasta bien adentro del océano.

5.3 Escenario sugerido para el desarrollo de la producción en el campo Orca-1

La industria offshore en Colombia se ha centrado en la puesta en marcha de la producción del pozo Orca-1, teniendo en cuenta que presenta un panorama prometedor para ser el remplazante del campo Chuchupa como el mayor productor de gas natural en el país con 100 millones de pies cúbicos por día (portafolio, 2020), este pozo está ubicado en la zona de La Guajira, de ahí el análisis previo de las condiciones metaoceánicas que se presentan en esta región.

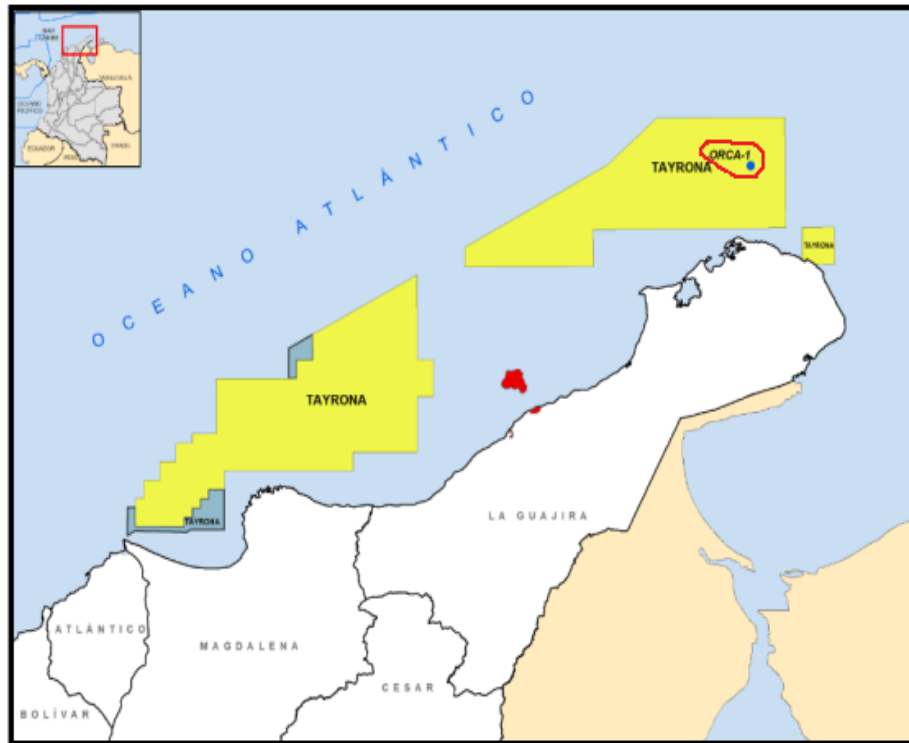
Teniendo en cuenta la importancia del desarrollo del campo al que pertenece el pozo Orca-1 el cual se espera entre en operación para el año 2024, se plantean escenarios para la producción de este, tomando como referencia reportes históricos y la experiencia que tienen el desarrollo de campos offshore en la región sur del mar de china.

5.3.1 Descubrimiento Orca

La empresa brasileña Petrobras dio a conocer en el año 2014 el descubrimiento de una acumulación de gas natural en el pozo exploratorio Orca-1, en el bloque Tayrona, en aguas profundas del Caribe colombiano. El pozo Orca-1 fue el primer gran descubrimiento en aguas profundas ubicadas en el caribe colombiano en el 2014 y el segundo en el mar caribe del país, después de Chuchupa, que fue descubierto hace más de 40 años atrás. Este hallazgo de gas se posesionó como el más importante en Latinoamérica en dicho año (Figura 54).

Actualmente existe un pozo, pero se tienen expectativas de perforar otros para evaluar reservas que servirían para el abastecimiento del país que cada día tiene mayor consumo y son escasos los proyectos que se están desarrollando para suplir esta demanda.

Actualmente existe un pozo, pero se tienen expectativas de perforar otros para evaluar reservas que servirán para el abastecimiento del país que cada día tiene mayor consumo y son escasos los proyectos que se están desarrollando para suplir esta demanda.

Figura 57*Ubicación del pozo Orca-1.*

Nota: Tomado de ANH

En la tabla 2 se presentan todos los datos referentes al pozo Orca-1

Tabla 9*Información pozo Orca-1.*

Ubicación	40 km costa afuera
Columna de agua	674 m (2.211 pies)
Profundidad alcanzada	4.240 m (13.910 pies)
Fecha de inicio perforación	4-jul-2014

Fecha de finalización perforación (TD)	24-sep-14
Fecha presentación AD	22-ene-15
Reportes completamientos	11-oct-14 & 10-dic-14

Nota: Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos. Prospectiva de Gas Natural del País

“El reto de la Potencialidad a las Reservas” (2017).

La selección del escenario óptimo para este pozo y posible campo, dependerá fundamentalmente de: la profundidad de la lámina de agua, las condiciones ambientales (metoceanicas), las condiciones de operación, las propiedades de los fluidos del yacimiento, la topografía del lecho marino y los riesgos geológicos de la región.

5.3.2 Escenario propuesto

Para el desarrollo del pozo Orca-1, que está aproximadamente a 174 km de la plataforma Chuchupa, se plantea aplicar el Escenario C2: Pozos submarinos + Conexión submarina (X km) + Plataforma central de tratamiento y Bombeo (BPC)+ Gasoducto submarino de X km + terminal en la costa. Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

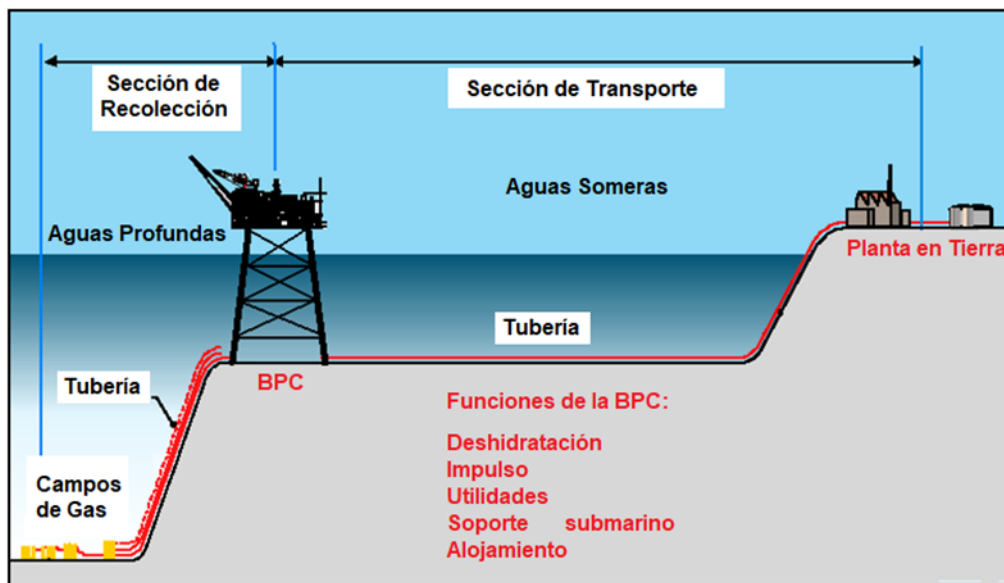
1. La BPC sería una plataforma fija, estaría ubicada en aguas someras, aproximadamente a 200 m de tirante de agua
2. La BPC divide el desarrollo de Orca en dos secciones: una en aguas profundas y otra en aguas poco profundas con fin de acelerar el proceso de desarrollo
3. La BPC hace posible el desarrollo regional de pozos potenciales a Orca-1

Nota: Las longitudes de las conexiones submarinas son aproximadas y fueron tomadas por medio de <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>.

5.3.2.1 Plataforma central de tratamiento y bombeo. En la figura 55 se presenta la estación de transferencia o plataforma central de tratamiento y bombeo BPC, que puede consistir en una o más plataformas con las siguientes funciones: deshidratación, impulso, utilidades, soporte submarino y alojamiento.

Figura 58

Plataforma central de tratamiento y bombeo.



Nota: Tomado de Identificación de facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costa afuera (offshore) ubicados en aguas profundas.

La Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo se ubicaría en el borde de la pendiente continental a una profundidad de agua alrededor de los 200 m y se encargaría de acondicionar el gas para enviarlo posteriormente a través de un gasoducto submarino en aguas someras hasta una planta ubicada en la costa. La BPC contaría con las facilidades que mejor se ajusten al desarrollo de Orca-1 para deshidratación y compresión del gas.

La planta en tierra sugerida es la que actualmente procesa el gas del campo Chuchupa ubicada en Riohacha por contar con la infraestructura acorde asociada al comercio del gas, además, por estar cerca de la ubicación de orca-1.

6. Conclusiones

La necesidad de las instalaciones de producción para el desarrollo de los campos ubicados en aguas profundas se fundamenta en la caracterización del yacimiento, ya que esto conlleva a identificar los requerimientos técnicos que la plataforma debe satisfacer tanto operacionalmente como en términos de seguridad.

El estudio de las condiciones metaoceánicas presentes en el sitio del prospecto a explotar, no limita la selección de un sistema de producción, estas plataformas cuentan con un diseño robusto y seguro capaz de operar bajo condiciones críticas, el análisis de la zona donde se ubicará la plataforma supone mejoras en el diseño de esta en términos del amarre y el tipo de cimentación cuando sea necesario. Debido a los riesgos ocasionados por la actividad de producción de hidrocarburos en el mar, es de suma importancia implementar prácticas evaluativas y de control para el manejo de los fluidos producidos y un seguimiento del transporte de estos, y así evaluar los riesgos que se puedan presentar afectación al medio ambiente en el caso de ocurrir algún tipo de accidente.

Teniendo en cuenta el alcance en términos de profundidad de agua y las utilidades (perforación, producción, elevación e instalación de tuberías) que pueden ofrecer las plataformas semi sumergibles, las han llevado a convertirse en las instalaciones costa afuera más prometedoras para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del mar caribe colombiano, además la ratifican sus beneficios en reducción de costos por el ahorro en uso de acero y la garantía de seguridad que brinda para enfrentar los retos metaoceánicos de la zona.

Para el desarrollo del pozo Orca-1 y posible desarrollo del campo de gas se plantea aplicar el escenario que consiste en: La producción de gas mediante la instalación de sistemas de producción submarinos, posteriormente los fluidos llegan a la plataforma central de tratamiento y Bombeo (BPC) y el gas es transportado por un gasoducto submarino de menos de 174 km a la terminal de Chuchupa ubicada en la costa de la Guajira.

El pozo Orca-1 con proyección de perforar otros pozos se ha trazado como posible candidato a partir del 2024 del abastecimiento de gas en el país, basado en su importancia, se sugiere un escenario de producción para el desarrollo del pozo Orca-1, el cual consiste en la vinculación de una plataforma de tratamiento y bombeo, ya que, con este planteamiento se aceleraría el desarrollo del pozo, además, se facilitarían la producción de futuros pozos cercanos.

El desarrollo de un campo de hidrocarburos costa afuera se debe planificar de forma íntegra, todos los detalles son considerados importantes para la toma de decisiones y para el éxito del proyecto, los antecedentes en campos alrededor del mundo son la base para el desarrollo de los nuevos.

7. Recomendaciones

Plantear una metodología de selección de plataformas off shore tanto para perforación como producción.

Profundizar en el estudio de las instalaciones necesarias y sus capacidades, para el procesamiento y tratamiento del gas proveniente del bloque Tayrona en el mar caribe colombiano.

Analizar la cadena de suministro y mantenimiento que se requiere para la operación de la plataforma BPC y del gasoducto marino.

Realizar un estudio técnico, económico y ambiental.

Bibliografía

Acosta Rodríguez, M. A. & Cortes Rueda, D. F. (2019). *Prevención de influjos y control de pozo en campos del offshore colombiano, con base en experiencias y mejores prácticas de los últimos diez años*. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2019/176017.pdf>

American Oil and Gas Historical Society (2018). *Offshore Petroleum History*. Recuperado de <https://aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history/>

American Oil and Gas Historical Society (2018). *Ohio Offshore Wells*. Recuperado de <https://aoghs.org/offshore-history/ohio-offshore-wells/>

API RP2FPS American Petroleum Institute. (2001). *Recommended practice for planning, designing and constructing, floating production systems*. First Edition, USA.

Arnold, K. & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations*. Burlington, USA: Elsevier.

Arrocha Duarte, Josué. (2015). *Plataformas Petroleras*. (Trabajo Fin de Grado). Recuperado de <https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/1238/Plataformas%20Petroleras.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Arteaga Pérez, J. K. & Herrera González, A. D. (2014). *Estado del Arte de las Estructuras Offshore en el Caribe Colombiano*. (Trabajo de grado). Recuperado de <https://docplayer.es/11911427-Estado-del-arte-de-las-estructuras-offshore-en-el-caribe-colombiano-jenny-karolina-arteaga-perez-andres-david-herrera-gonzalez.html>

Bai, Y. & Bai, Q. (2019). *Subsea Engineering Handbook*. Houston, Texas, Estados Unidos: Elsevier.

Barón Reatiga, M. A. & Serrano Serrano, L. A. (2012). *Plan para la implementación del proceso de confiabilidad e integridad de equipos de superficie para los campos de producción de gas de Chuchupa y Ballena en el departamento de la Guajira*. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/145327.pdf>

Barranco Cicilia, F. (2001). *Tecnologías para la explotación de hidrocarburos en el mar*. Instituto mexicano del petróleo. (Subdirección de Ingeniería, México D. F.)

Barranco Cicilia, F. (2012). *Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas*. (Especialidad: Ingeniería Naval). Recuperado de: http://www.ai.org.mx/ai/archivos/ingresos/barranco/trabajo_final.pdf

Bates et al. (2006). *Kizomba A and B: Installation Overview*. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-0806-0055-JPT>

Bernal, G. R. & Santamaria, K. H. (2013). *El reto Ambiental de la Explotacion Offshore en Colombia*. Revista: LaTimonera Liga Maritima de Colombia por los Rios y Mares 19, 62-66

Caballero Díaz, J. R. (2014). *Ingeniería Costa Afuera Orientada al Diseño Estructural de una Plataforma Marina Fija tipo Jacket, para Tirantes de Aguas Someras, Instalada en el Golfo de México*. (Trabajo de grado). Recuperado de <http://132.248.9.195/ptd2014/febrero/0708336/Index.html>

Cadena, M. *Caracterización océano-atmosférica de las áreas marinas de Colombia*. (2019). Recuperado de: IDEAM

Cañamero Torres, F. J. *Análisis de estructuras offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ANSYS*. (Proyecto Fin de Carrera). Recuperado de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4791/>

Chakrabarti, S. K. (2005). *Handbook of Offshore Engineering*. Plainfield, Illinois, USA: Elsevier.

Chandrasekaran, S. (2015). *Dynamic Analysis and Design of Offshore Structures*. Chennai, Tamil Nadu: Springer.

Chandrasekaran, S. (2016). *Advanced Marine Structures*. Boca Raton, USA: CRC Press

Dean, E.T.R. (2010). *Offshore geotechnical engineering*. London, UK: Thomas Telford.

Devis et al. (2017). *Assessment of extreme wind and waves in the Colombian Caribbea Sea for offshore applications*. Medellín, Colombia: Elsevier.

Distribución espacio-temporal de vientos en superficie. (2018). Recuperado de: IDEAM

Feng et al. (2013). *Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea.* Recuperado de: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-24055-MS>

Frias Ruiz, B. X. & Macia Ávila, J. K. (2015). *Análisis Estructural de una Plataforma Jacket con aplicación al Caribe Colombiano.* (Trabajo de grado). Recuperado de <https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0068759.pdf>

García et al. (2017). *Manejo del agua de producción para proyectos de gas en aguas profundas y ultra-profundas del caribe colombiano.* Revista Fuentes: El Reventón Energético, 15(2), 89-105.

Giraldo, L. & Lonin, S. (1997). *Calculo del Oleaje y el Transporte de Sedimentos en la Costa Caribe Colombiana.* Recuperado de http://cecoldodigital.dimar.mil.co/164/1/dimarcioh_1997_boletincioh_18_39-49ok.pdf

Gourvenec, S. & Randolph, M. (2011). *Offshore Geotechnical Engineering.* New York, USA: Spon Press.

Guevara Granados, J. F. (2018). *Identificación de facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costa afuera (offshore) ubicados en aguas profundas.* (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de: Base de Datos Universidad Industrial de Santander

Harris et al. (2016). Chapter 21. *Offshore Hydrocarbon Industries*. Recuperado de https://www.un.org/Depts/los/global_reporting/WOA_RPROC/Chapter_21.pdf

Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales servicio mareográfico pronóstico de pleamares y baja mares en la costa caribe colombiana. (2020). Recuperado: IDEAM

K. Morooka, C. & B. M, María D. (2011). *Evaluation of alternatives for offshore petroleum production system in deep and ultradeep water depth*. Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Volume 1: Offshore Technology; Polar and Arctic Sciences and Technology. Rotterdam, The Netherlands. Pp. 655-662.

Landón Mojica, F, J. & Rodríguez Ramírez, L. G. (2010). *Sistemas Submarinos de Producción*. (Trabajo de grado, Instituto Politécnico Nacional). Recuperado de: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/16967/1/Sistemas%20submarinos%20de%20producci%C3%B3n.pdf>

Mayorga Ribero, K. A. & Rojas Santos, H. (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*. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Meza Ortega, J. I. & Torrado Bayona, J. (2018). *Estudio de la Formación de Hidratos y su Incidencia en la Producción de Hidrocarburos en un Campo Offshore Colombiano*. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173260.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. *Resolución 40687 de 2017*.

Offshore Energy Today (25 de junio de 2010). *Offshore Drilling: History and Overview*. Recuperado de <https://www.offshoreenergytoday.com/offshore-drilling-history-andoverview/>

Ortiz Pinilla, A.D. & Mora Matallana, A.F. (2019). *Impacto de la temperatura en el comportamiento mecánico de las rocas, usando modelos constitutivos. Aplicación offshore*. (Trabajo de grado). Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2019/177131.pdf>

Paris, M. (2010). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Recuperado de: https://www.academia.edu/30063640/Fundamentos_de_Ingenier%C3%ADa_de_Yacimientos_-_Magdalena_Paris_de_Ferrer.pdf

Pelayo Serrano, Y. (2012). *Distribución espacial de las unidades litológicas con características de reservorio para el intervalo mioceno temprano – mioceno tardío dentro de un área de la cuenca guajira offshore, Colombia*. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/172568.pdf>

Pérez Ramos, N. (2004), *Apuntes del curso ingeniería civil costa afuera, capítulo ii. Previsión y desarrollo de plataformas de acero para apoyar la explotación petrolera en aguas hasta 200 m.*

(Facultad de ingeniería, UNAM, México D. F.).

PetroWiki SPE (2 de junio de 2015). *History of offshore drilling units*. Recuperado de https://petrowiki.org/History_of_offshore_drilling_units

Renom, M. (2011). *Curso de Introducción a la Meteorología*. Recuperado de <https://www.yumpu.com/es/document/read/37736633/bolilla-5-unidad-de-ciencias-de-la-atmosfera>

Rodríguez Lechuga, D. (2020). 1. *Análisis contextual de la región caribe: desafíos y oportunidades de cara al 2020*. Recuperado de: <https://crudotransparente.com/2020/02/26/analisis-contextual-de-la-region-caribe-desafios-y-oportunidades-de-cara-al-2020/>

Rodríguez Ramírez, M. A. (2009). *Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas*. (Trabajo de grado). Recuperado de <https://es.scribd.com/document/389455069/237048972-2-1-Propiedades-de-Las-Tuberias>

Silva Ballesteros, J. (2004). *Apuntes del curso ingeniería civil costa afuera, capítulo xiv. Sistemas flotantes de producción*. (Facultad de ingeniería, UNAM, México D. F.)

Speight, J.M. (2015). *Handbook of Offshore Oil and Gas Operations*. Waltham, USA: Elsevier.

Zhang et al. (2013). *Floating Production Platforms and their Applications in the Development of Oil and Gas Fields in the South China Sea*. Revista Journal of Marine Science and Application, 13, 67-75.