

**PROPUESTA TÉCNICA DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN PARA UN CAMPO
OFF-SHORE DE GAS NATURAL UBICADO EN EL NORTE DE LA
GUAJIRA MEDIANTE ANALOGÍAS**

**SERGIO ANDRÉS HERNANDEZ MARTINEZ
MARÍA CATALINA MONROY MUÑOZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**PROPUESTA TÉCNICA DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN PARA UN CAMPO
OFF-SHORE DE GAS NATURAL UBICADO EN EL NORTE DE LA GUAJIRA
MEDIANTE ANALOGÍAS**

**SERGIO ANDRÉS HERNANDEZ MARTINEZ
MARÍA CATALINA MONROY MUÑOZ**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director
ERIK GIOVANY MONTES
M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Agradecer a Dios que ha puesto todo en mi camino para que cada sueño que me he planteado se haga realidad, a mi madre por brindarme su mano en cada paso, por su amor incondicional y por ser un verdadero ejemplo de mujer, a mi padre por estar siempre dispuesto a darme su apoyo y cariño en cada propósito de mi vida, a mis hermanas María Camila y Ana María por ser mis alcahuetas, confidentes y confiar en mí siempre, a mi nona Mary ya que por ella fue que inicié esta carrera, aquí estoy cumpliendo uno de sus sueños más anhelados y sé que desde el cielo me está dando su bendición para todo lo que viene. A mi tía Judith por nunca negarse a apoyarme en cada paso que daba, por brindarme consejos y permitirme vivir mis sueños.

Quiero agradecerle especialmente a mi mejor amigo y compañero de esta aventura Sergio Hernández, gracias por la paciencia y la oportunidad de compartir este libro. A mi querida “couch”, por los días de estudio sin dormir y por compartir conmigo las mejores experiencias durante etapa universitaria. A mis amigas Paula, Isabella y Paola por siempre estar presentes y aplaudir desde la distancia cada sueño que cumplí. A todos mis compañeros del Socorro con los que inicié este proyecto, en especial Anita Díaz, espero la vida me regalé la maravillosa oportunidad de trabajar con seres tan humildes como ustedes. A todas las personas que conocí en mi paso por Brasil, por ellas aprendí a conocer un mundo con diferentes matices los cuales le dieron un nuevo color a mi vida.

Finalmente a mis familiares y amigos que de alguna u otra forma me ayudaron a alcanzar esta meta, manifestándome su apoyo incondicional el cual me ayudó a crecer profesional y personalmente. A la UIS y a los profesores que allí tuve la oportunidad de conocer, especialmente a los ingenieros Erik Montes, Jorge Palma, Oscar Rey y Zuly Calderón por darme su voto de confianza y enseñarme que para ser grandes ingenieros, debemos empezar siendo seres humanos ejemplares.

A todos ustedes, Dios los bendiga.

María Catalina Monroy Muñoz

Primero que todo agradezco a Dios por guiarme en mis decisiones y cuidarme durante todo el trayecto universitario, a mi familia que es el principal pilar en mi vida, a mi madre Yamile Martínez por su constante apoyo y quien me ha formado con valores y principios, a mis tíos Martha, Fercho y Wity quienes de una u otra manera buscaron la forma de contribuir en mi formación, mis hermanos Joseleo y Sofy quienes me hicieron sentir en casa estando lejos de ella, Pao y Karen las cuales siempre estuvieron pendientes de mí.

Agradecer a mi novia Ana Karina quien me enseñó que no hay atajos ni caminos fáciles para cumplir nuestros sueños.

Agradecer a todos y cada uno de mis compañeros Vis Socorro por tantos momentos vividos, especialmente a mi mejor amiga y compañera de lucha Catalina Monroy por tanta paciencia y consejos brindados, a mis amigos Alejo, Ray, de la más, los cuales desde introductorio me enseñaron el valor de la amistad y la firmeza, a Deyvid y Yorman (el negro) parceros sin ustedes "Companys" no sería lo mismo, a el combo del socorro Jose pan, Fredy, Álvaro y Nossa quienes estuvieron ahí siempre para apoyarme en aquellos malos momentos.

Quiero agradecerle a la UIS y todo el plantel de excelentes ingenieros y docentes que dan todo por formar los mejores profesionales, al Ingeniero Erik Montes y Oscar Vanegas quienes me formaron y enseñaron grandes valores como profesionales.

Sergio Andrés Hernández Martínez

AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestros agradecimientos principalmente a Dios por guiarnos en todas nuestras decisiones por medio de las cuales pudimos llegar a esta instancia, a la Universidad Industrial de Santander por permitirnos desarrollar nuestros estudios en sus instalaciones, al ingeniero Erik Montes por la confianza que nos brindó al aceptar dirigir este proyecto, a los co-directores Dres. Marcio Yamamoto y Joseph Hararí por ser pilares importantes en el desarrollo del estudio realizado, al Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Paulo, USP.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO (BLOQUE TAYRONA)	20
1.1 CARACTERÍSTICAS LOCATIVAS DE LA ZONA DEL BLOQUE TAYRONA	20
1.2 CARACTERÍSTICAS OCEANOGRÁFICAS DE LA ZONA DEL BLOQUE TAYRONA	22
2. SELECCIÓN DE ZONAS Y PROYECTOS CON SIMILITUD AL BLOQUE TAYRONA	30
2.1 CAMPO CHUCHUPA – COLOMBIA	31
2.2 GOLFO DE MÉXICO	32
2.2.1 ÁREA CENTRAL	33
2.2.2 ÁREA OESTE	38
2.3 BRASIL	41
2.3.1 BACIA DE SANTOS	42
2.3.2 BACIA DE CAMPOS	49
2.4 MAR DEL NORTE	53
2.5 AUSTRALIA	64
2.5.1 CUENCA CARNARVON	67
2.5.2 CUENCA BROWSE	69
2.5.3 DECISIÓN FINAL AUSTRALIA	71

2.6 DATOS OCEANOGRÁFICOS TABLA GENERAL	72
3. CRITERIOS DE SELECCIÓN	74
3.1. LÁMINA DE AGUA	74
3.2 CONDICIONES AMBIENTALES	75
3.3 PRODUCCIÓN	76
3.4 COMPLETAMIENTO	77
3.5 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE	79
3.6 FIJACIÓN AL SUELO MARINO Y RADIO DE AMARRE	80
3.7 TIPO DE RISER	81
4. PROPUESTA TÉCNICA	82
4.1 MATRIZ GENERAL	82
4.2 MATRIZ DE PESO	84
4.3 MATRIZ DE DECISIÓN	86
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
4.4.1 TENSION LEG PLATAFORM	89
4.4.2 SPAR	90
4.4.3 FPSO: BARCO DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA.	93
4.4.4 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	95
4.5 PROPUESTA FINAL	96
5. CONCLUSIONES	98
6. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFIA	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Bloque Tayrona	20
Figura 2. Características Oceanográficas Bloque Tayrona	22
Figura 3. Especies Comerciales y amenazadas	23
Figura 4. Febrero 2012	24
Figura 5. Febrero 2015	24
Figura 6. Febrero 2012	26
Figura 7. Febrero 2015	26
Figura 8. Brújula de los vientos, febrero 2012	27
Figura 9. Brújula de los vientos, febrero 2015.	28
Figura 10. Histograma angular de los vientos, febrero 2012	29
Figura 11. Histograma angular de los vientos, febrero 2015	30
Figura 12. Localización Campo de Sapinhoá	47
Figura 13. Distribución de Campos off-shore en el Mar del Norte	54
Figura 14. Distribución de Cuencas off-shore en el Australia	65
Figura 15. Localización y distribución de campos en la cuenca Carnarvon Norte	68
Figura 16. Localización Cuenca Browse y sus campos	70
Figura 17. Localización Proyecto Ichthys Australia	71
Figura 18. Características navío Semi-sumergible Heavy Lift	80
Figura 19. Principales componentes de una estructura tipo TLP.	89
Figura 20. Plataforma tipo Spar	91
Figura 21. Esquema estructura flotante tipo FPSO	94
Figura 22. Scarabeo 9, plataforma SemiSumergible	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características generales del Bloque Tayrona	21
Tabla 2. Características Chuchupa	32
Tabla 3. Características Mississipi Canyon	34
Tabla 4. Características Green Canyon	35
Tabla 5. Características Eugene Island	36
Tabla 6. Características West Cameron and Sabine Pass	37
Tabla 7. Características Viosca Knoll	38
Tabla 8. Características Alaminos Canyon	39
Tabla 9. Características Garden Banks	40
Tabla 10. Características East Break	41
Tabla 11. Tipos de plataformas de producción presentes en esta cuenca	42
Tabla 12. Características Campo Lula	44
Tabla 13. Características Campo Mexilhão	45
Tabla 14. Características Uruguá	46
Tabla 15. Características Sapinhoá	48
Tabla 16. Características Piracucá	49
Tabla 17. Sistemas de producción existentes en la Bacia de Campos	50
Tabla 18. Características Roncador	52
Tabla 19. Características Marlim	53

Tabla 20. Campos Productores de Gas- activos según reporte	55
Tabla 21. Campos Productores de Gas Asociado- activos según reporte	56
Tabla 22. Características Campo Ormen Lange	57
Tabla 23. Características Campo Snohvit/Albatros/Askeladd	58
Tabla 24. Características Campo Gjoa (Vega-Vega Sur)	59
Tabla 25. Características Campo Asgard (Midgard-Smorbukk)	60
Tabla 26. Características Campo Alve - Norne	60
Tabla 27. Características Campo Kristin	61
Tabla 28. Campo Snorre – Vigdis Extension	62
Tabla 29. Campos de Gas natural, Australia	66
Tabla 30. Campos de Petróleo con gas asociado, Australia	67
Tabla 31. Características Campo Eskdale	72
Tabla 32. Condiciones oceanograficas	73
Tabla 33. Diferencias técnicas entre árbol seco y húmedo.	78
Tabla 34. Características técnicas y estructurales	83
Tabla 35. Matriz de peso	85
Tabla 36. Matriz de decisión	86

LISTA DE ANEXOS

Estos anexos se encuentran en carpeta adjunta.

Anexo A. Base de datos – Campos Golfo de México.

Anexo B. Estadísticas datos oceanográficos.

Anexo C. Datos meteorológicos Colombia.

Anexo D. Datos oceanográficos por campo.

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA TÉCNICA DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN PARA UN CAMPO OFF-SHORE DE GAS NATURAL UBICADO EN EL NORTE DE LA GUAJIRA MEDIANTE ANALOGÍAS.*

AUTORES: SERGIO ANDRES HERNANDEZ MARTINEZ
MARÍA CATALINA MONROY MUÑOZ**

PALABRAS CLAVES: Bloque Tayrona, Estructuras off-shore, Oceanografía.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto implementa una metodología para la selección del sistema de producción más adecuado para el desarrollo de un campo off-shore ubicado en el Bloque Tayrona al norte de la Guajira Colombiana. Se debe tener en cuenta que el siguiente análisis se realiza tomando como referencia características de diseño y operación de plataformas utilizadas en la explotación de crudo y gas asociado bajo criterios locativos y oceanográficos similares a la zona de interés.

El documento cuenta con una breve introducción hacia los conceptos básicos utilizados en el estudio y elección de proyectos marítimos, como lo son: tipos de estructuras o plataformas, equipos básicos de subsuelo usados en los proyectos de producción hidrocarburos mar adentro y conceptos oceanográficos a tener en cuenta para plantear una propuesta técnica adecuada.

Así mismo, se pone en práctica la metodología empleada por la “Departamento de Engenharia Naval da Universidade de São Paulo” la cual inicia describiendo la zona de estudio, proyectos similares a ésta y culmina generando comparaciones en cuanto a sus características según los criterios establecidos a lo largo del trabajo; finalmente se generan matrices con descripciones cualitativas y cuantitativas las cuales permitirán obtener mediante un valor numérico los sistemas de producción off-shore más adecuados para el desenvolvimiento del Bloque Tayrona.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: M.sc. Erik Giovany Montes.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL PROPOSE ABOUT OFFSHORE PRODUCTION SYSTEM APPLIED IN THE NORTE DE LA GUAJIRA BASIN OFF COLOMBIA.*

AUTHORS: SERGIO ANDRES HERNANDEZ MARTINEZ
MARÍA CATALINA MONROY MUÑOZ**

KEYWORDS: Tayrona Block, Offshore structures, Oceanography.

DESCRIPTION:

This Project implements a methodology for the selection of production system most suitable for development of an offshore field located in the Tayrona Block north of the Colombian department of Guajira. It should be noted that the following analysis is performed with reference design features and operating platforms used in oil and gas exploitation associated low locative and oceanographic criteria similar to the area of interest.

The document has a brief introduction to the basic concepts used in the study and choice of maritime projects, as they are: types of structures of platforms, basic underground equipment used in hydrocarbon production projects offshore and oceanographic concepts to considerate to pose an adequate technical proposal.

Likewise, it is put into practice the applied methodology by the “Departamento de Engenharia Naval da Universidade de São Paulo” which begins by describing the study area, projects that are similar to this practice and culminates drawing comparisons as well as its characteristics according to the criteria established throughout the work; finally they generate matrices with qualitative and quantitative descriptions wich will allow a numerical value obtained by the most suitable production systems offshore for the development of Tayrona Block.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: M.sc. Erik Giovany Montes.

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas se ha demostrado que el océano posee en sus profundidades una cantidad considerable de hidrocarburos. El descubrimiento de muchos yacimientos en áreas marinas se desarrollaron mediante métodos convencionales de extracción de petróleo y gas en tierra sin ningún inconveniente, generando así la obtención de recursos energéticos importantes;¹ sin embargo al pasar los años y bajo la necesidad de encontrar nuevas reservas en lugares nunca antes explorados (agua profundas y ultra-profundas), se hizo necesario el desarrollo de nuevas técnicas de exploración, perforación y producción de estas materias primas en dichos territorios con el uso de plataformas marítimas.

Una plataforma de producción costa fuera es una estructura de grandes dimensiones cuya función es extraer petróleo y gas natural de los yacimientos del lecho marino que luego serán exportados hacia la costa. Dependiendo de las características locativas y oceanográficas de la zona de interés,² la plataforma puede estar fija al fondo del océano o mantenerse flotando en la superficie del mar permaneciendo anclada al fondo marino mediante líneas de amarre.³

Actualmente la mayoría de países con poseen producción de hidrocarburos en yacimientos ubicados en zonas marítimas. Las áreas con mayor número de proyectos off-shore alrededor del mundo se nombran a continuación en orden

¹ EDWARDS, Bryan C. Natural Gas Outlook. Amoco Production Company.

² OFFSHORE-MAG. Subsea production systems collection. [en línea] [citado el 10 de febrero de 2016] disponible en: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-58/issue-10/news/general-interest/race-on-for-deepwater-acreage-3500-meter-depth-capability.html>.

³ OFFSHORE-TECNOLOGY. Type platforms. [en línea] [citado el 10 de febrero 2016] disponible en: <http://www.offshore-technology.com/projects/shtokman/shtokman2.html>.

descendente: Golfo de México, Mar del Norte, Asia, Golfo Pérsico, México, Brasil y África, entre otros.⁴

Colombia en particular, produce 11 billones de metros cúbicos de gas natural,⁵ este recurso energético en su mayor porcentaje proviene del campo off-shore Chuchupa ubicado en el norte de la Guajira y que adicionalmente alimenta la línea del gasoducto principal colombiano que parte en la estación ballena y culmina en Barrancabermeja⁶. Teniendo en cuenta que estos son campos maduros que se encuentran en etapa de depleción, la compañía estatal colombiana (ECOPETROL) en conjunto con empresas internacionales iniciaron un proceso de exploración en bloques localizados costa fuera, lo cual ha tenido como consecuencia el descubrimiento en el año 2014 de yacimientos de gas natural ubicados en aguas profundas de las costas colombianas, entre ellos los más destacados, Kronos-1 y el pozo exploratorio Orca-1,⁷ este último ubicado en el Bloque Tayrona al norte de la Guajira colombiana y el cual fue seleccionado como la zona de estudio para la presente tesis, debido a que el yacimiento se encuentra en cercanías de los campos Chuchupa y Ballena, por lo cual se pueden obtener datos de mayor solides y confiabilidad.

Como finalidad del proyecto, se desean saber los sistemas de producción (Estructuras marítimas y sistemas submarinos) costa fuera más adecuados para ser utilizados en la zona del Bloque Tayrona que está ubicada en aguas profundas del

⁴ THE STATISTICS PORTAL. Number of offshore rigs worldwide as of 2015, by region. [en línea] disponible en: <https://www.statista.com/statistics/279100/number-of-offshore-rigs-worldwide-by-region/>

⁵ BP Statistical Review of World Energy. Production and consumption Natural Gas, June 2016.

⁶ RIVERA N., MEZA N.S., KIM J.S., CLARK P.A., GARBER R., FAJARDO A., PEÑA V. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia. SPE International.

⁷ ECOPETROL. Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del caribe colombiano. [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>

caribe colombiano el cual cuenta con características locativas y oceanográficas específicas.

Los sistemas submarinos de producción, son los equipos instalados en el lecho marino, cuya función es conducir y controlar de manera segura los fluidos provenientes del pozo.⁸ La distribución y ubicación de los equipos submarinos en el lecho marino es diseñada de acuerdo a las condiciones y características de explotación del campo.

Las características oceanográficas son uno de los pilares más importantes en la selección de sistemas de producción costa fuera. Las corrientes marítimas por ejemplo, son movimientos de masas de agua del mar causados por el viento, mareas y diferencia de densidades (temperatura, salinidad, etc) ellas tienen una determinada dirección dependiendo de la rotación de la tierra y la influencia en su temperatura. Existen diferentes corrientes que atraviesan el mundo e influyen sus condiciones atmosféricas y ambientales, entre las más importantes se encuentra: Corriente del Golfo de México, Corriente de Benguela, Corriente de Humboldt y Corriente del Brasil. Cabe destacar que por la costa norte colombiana cruza la Corriente del Caribe la cual se dirige en sentido Este-Oeste y es impulsada por los vientos alisios del noreste⁹.

A continuación se entrega una ingeniería conceptual que describe los parámetros básicos necesarios para la comprensión del desarrollo de un proyecto de producción off-shore visto desde los criterios oceanográficos, navales y petroleros.

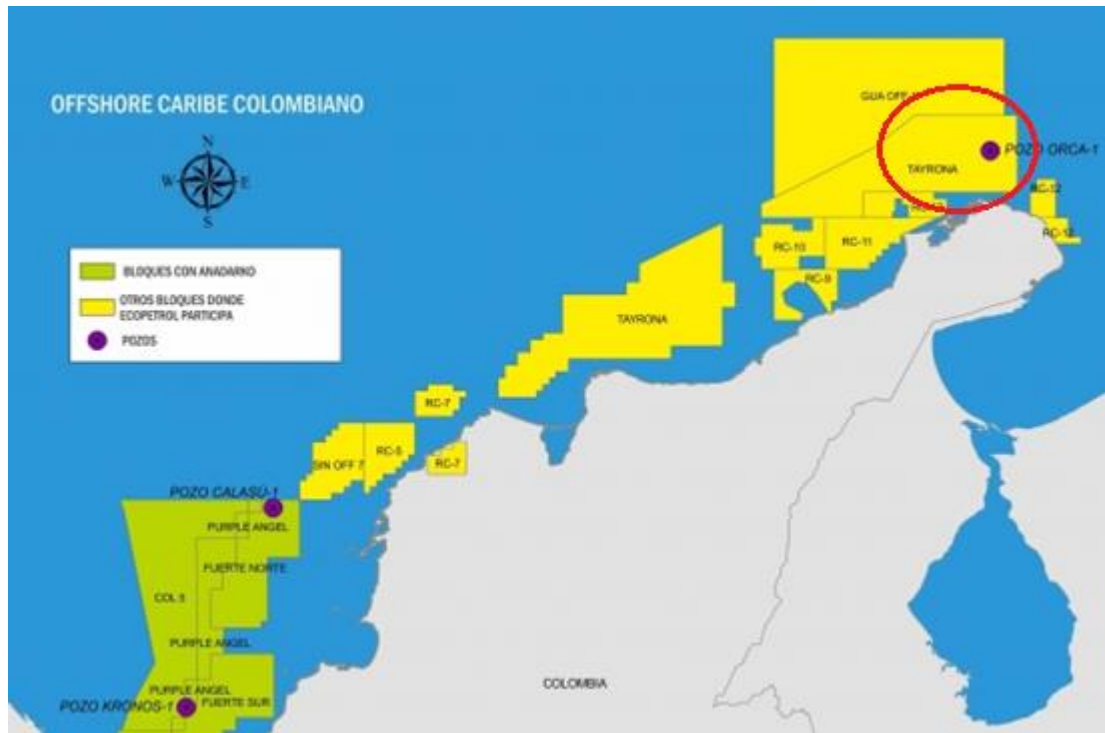
⁸ GONZALES PRADO, Patricia Berenice. Tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino, capítulo 2, pag. 12-36.

⁹ ITURRALDE Manuel. Las Corrientes Marinas del Caribe y sus Implicaciones Biogeográficas [en línea] disponible en: <http://www.redciencia.cu/cdorigen/arca/kbsea.htm>

1. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO (BLOQUE TAYRONA)

1.1 CARACTERÍSTICAS LOCATIVAS DE LA ZONA DEL BLOQUE TAYRONA

Figura 1. Bloque Tayrona



Fuente: CASALLAS David., Colombian deepwater well to hit TD this quarter. BNamericas. [en línea] disponible en: <http://www.bnamericas.com/en/news/oilandgas/colombian-deepwater-well-to-hit-td-this-quarter>

En las costas del norte de Colombia se encuentra ubicado el bloque Tayrona el cual cubre aproximadamente un área de 16.500 km², la compañía que opera el mayor porcentaje de participación es Petrobras de Brasil con un 40% en licencias del mismo. Las otras firmas participantes son Repsol y Ecopetrol, ambos con 30% de participación en la producción. El objetivo principal de estas concesiones es el

desarrollo de pozos de gas natural off-shore.¹⁰ La Tabla 1 muestra las características generales del bloque Tayrona como el foco central de desarrollo de la presente investigación.

Tabla 1. Características generales del Bloque Tayrona

NOMBRE COMPLETO	Bloque Tayrona
TIPO DE PROYECTO	Costa fuera, Exploración.
ETAPA DE DESARROLLO	Perforaciones exploratorias.
ESTADO DEL PROYECTO	Activo
CAPACIDAD PROYECTO	Costa fuera Exploración
UBICACIÓN	Frente a las costas de Cartagena, Barraquilla, Santa Marta y Riohacha, en Colombia.
ZONA DE INTERÉS	Cercanías al pozo Orca-1.
EMPRESAS	ECOPETROL - PETROBRAS – REPSOL - STATOIL

Fuente: ECOPETROL Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe colombiano [en línea] [citado el 2 de noviembre, 2015] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>

¹⁰ BN AMERICAS Bloque tayrona bloque Tayrona [en línea] disponible en: <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/bloque-tayrona-bloque-tayrona>

1.2 CARACTERÍSTICAS OCEANOGRÁFICAS DE LA ZONA DEL BLOQUE TAYRONA

En la figura 2 se pueden encontrar las principales características locativas de la zona de interés las cuales son indispensables en la realización de la segunda fase del proyecto. Entre los rasgos descritos se encuentran: temperatura en fondo y superficie, columna de agua y distancia a la costa.

Figura 2. Características Oceanográficas Bloque Tayrona

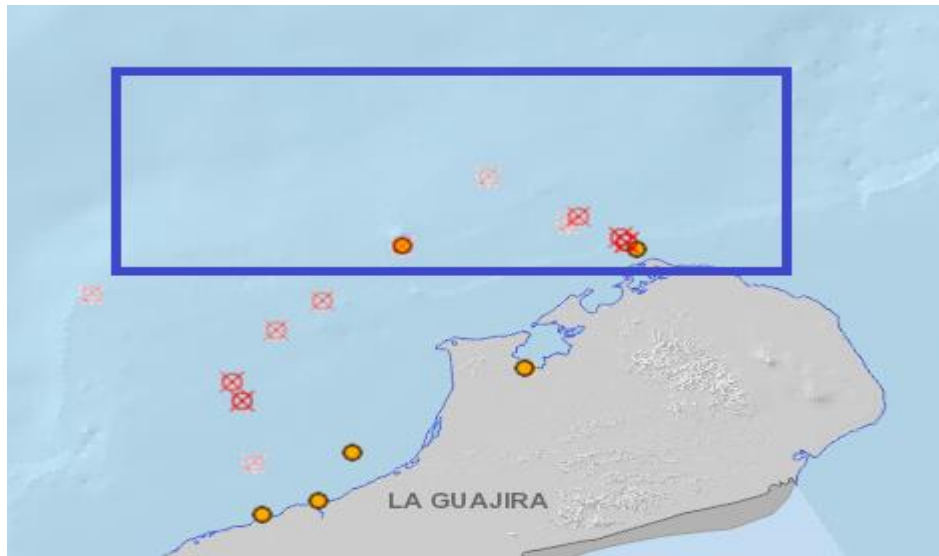


Fuente: Modificado de Oceaneering Names Senior VP of Asset Integrity Business. SUBSEA World News. [en línea] disponible en: <http://subseaworldnews.com/2016/03/22/oceaneering-names-senior-vp-of-asset-integrity-business/>

Para la caracterización oceánica del Bloque Tayrona se hace necesaria la descripción de la diversidad de especies marinas presentes en la zona, entre ellas, las especies amenazadas o en vía de extinción. Para esto se utilizó la base de datos de la ANH donde por medio de sondas se obtuvo la información necesaria.¹¹

¹¹ Biodiversidad Marina en los bloques de exploración de hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH. Invemar. [en línea] disponible en: <http://gis.invemar.org.co/geovisoranh/>

Figura 3. Especies Comerciales y amenazadas en la zona de estudio.



Fuente: Biodiversidad Marina en los bloques de exploración de hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH. Invemar. [en línea] disponible en: <http://gis.invemar.org.co/geovisoranh/>

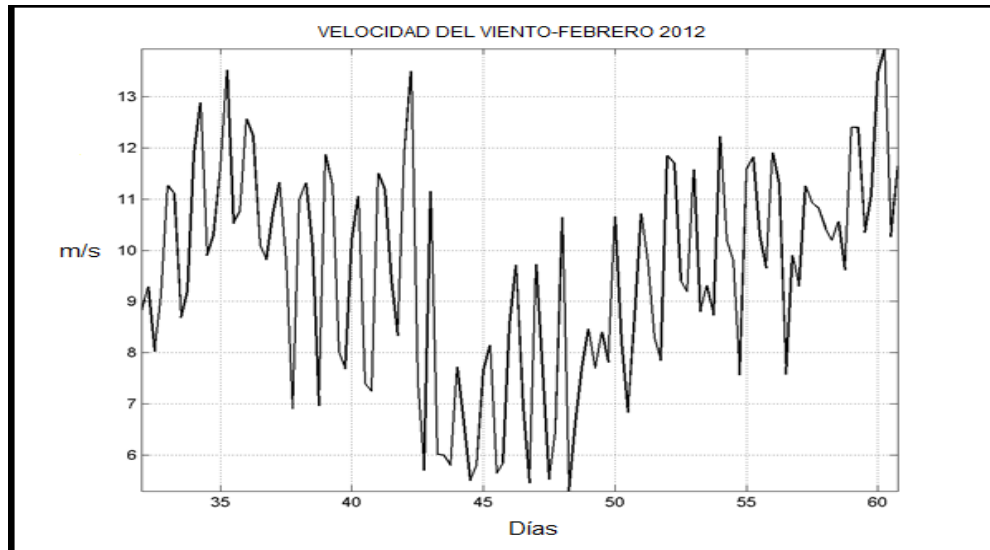
En la figura 3 se puede evidenciar el área de impacto del Bloque Tayrona la cual está señalada en el recuadro, dentro de este se pueden encontrar las especies comerciales y en amenaza de extinción.

Las especies comerciales que están presentes son: el *Deltocyathus eccentricus* (Coral Solitario) y *Rhizopsammia goesi* (Coral verdadero). Estas especies también están en amenaza de extinción junto con las siguientes: el *Colangia immersa*, *Polycyathus senegalensis*, *Paracyathus*, *Madracis myriaster*, *Stephanocyathus paliferus*, todas especies de corales con excepción de *Coryphaenoides* siendo un pez.

Por otra parte, para realizar la descripción oceanográfica de la zona de interés, se contó con el apoyo del Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Paulo, de Brasil el cual proporcionó a la presente investigación la información disponible sobre las condiciones de viento, presión y temperatura presentes en la coordenadas

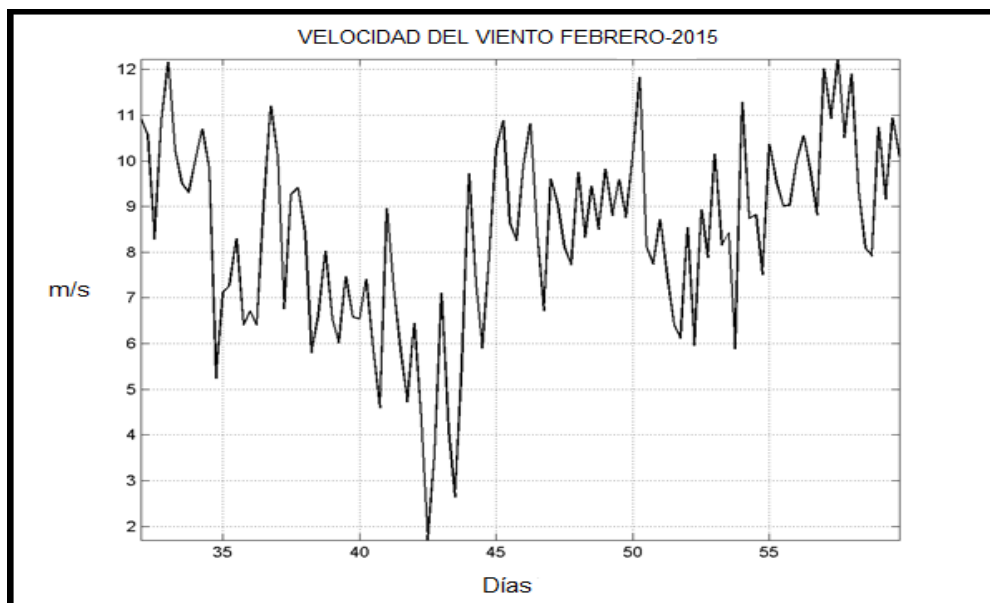
aproximadas de las cercanías del pozo Orca-1 ($12^{\circ}45'25.9''N$ $1^{\circ}38'46.5''W$, $12^{\circ}38'58.2''N$ $71^{\circ}38'42.7''W$) en las Figuras 4 y 5 se puede observar la tendencia de la variable viento en el mes de febrero de los años 2012 y 2015, de los cuales se presentan conclusiones al final de estas.

Figura 4. Intensidad del viento Bloque Tayrona, Febrero 2012



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Pablo, Brasil.

Figura 5. Febrero 2015



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Pablo, Brasil.

Las anteriores figuras presentan la variación de la velocidad del viento en m/s en el eje de las ordenadas contra tiempo en días en el eje de las abscisas. Se puede observar que en el año 2012, la velocidad del viento máxima alcanzó un valor de 13,94m/s en aproximadamente el día 60 del año; el segundo valor registrado fue de 13,52 m/s en el día 35 del año analizado. Los datos que permitieron desarrollar la anterior figura, se pueden encontrar en el anexo C que incluye los valores de temperatura, presión, composición E-W y N-S del viento para los años 2012 y 2015.

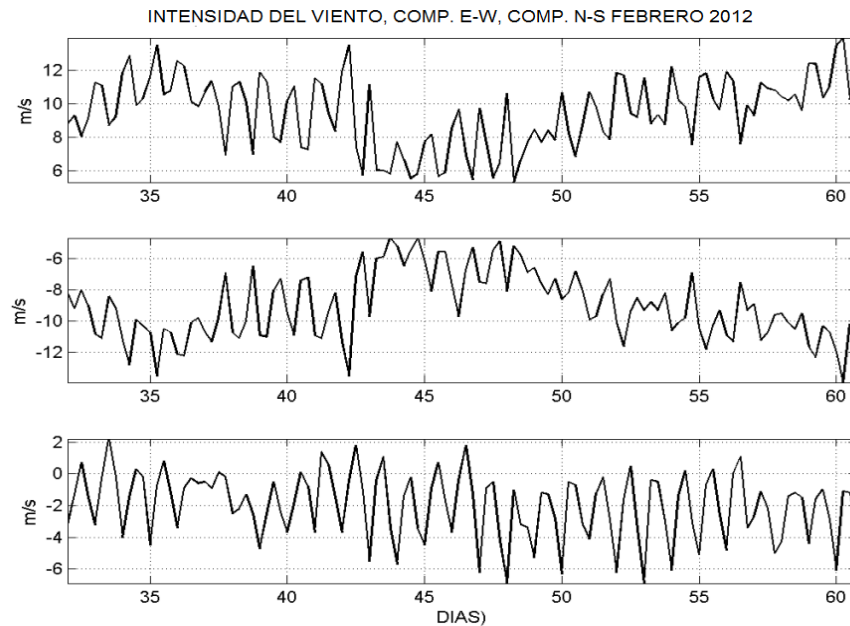
Por otra parte, se puede concluir que la velocidad mínima alcanzada por el viento en el mes de febrero del año 2012 fue de 5,30 m/s la cual se presentó en el día 48 del año.

Ahora bien, centrando la atención en la figura 5 la cual representa la velocidad del viento en el mes de febrero de 2015, se pueden tomar como datos de relevación la velocidad del viento de 12,23 m/s y 12,16 m/s las cuales corresponde a valores medidos en los días 33 y 57 del año respectivamente; lo anterior corresponde a la intensidad máxima del viento presentada en la zona de interés (Bloque Tayrona). Por otra parte, cabe anotar que la velocidad mínima del viento fue alcanzada el día 42 del año con un valor registrado de 1,70 m/s.

En el análisis de las gráficas de velocidad vs días para los años 2012 y 2015 se puede observar que aunque en el primer año de observación la intensidad de los vientos fue mayor en algunos días, esta velocidad del viento no fue repetitiva, al contrario de lo que ocurre en el 2015 ya que se tienen datos menores de la variable en cuestión pero con mayor frecuencia. Es por esto, que para la selección de las propuestas de mejores plataformas para la zona de interés, se toma como intensidad del viento a soportar por la estructura un valor de 13,94 m/s el cual presenta 13,90 m/s en la componente Este-Oeste, es decir, un 99,712% en esta dirección.

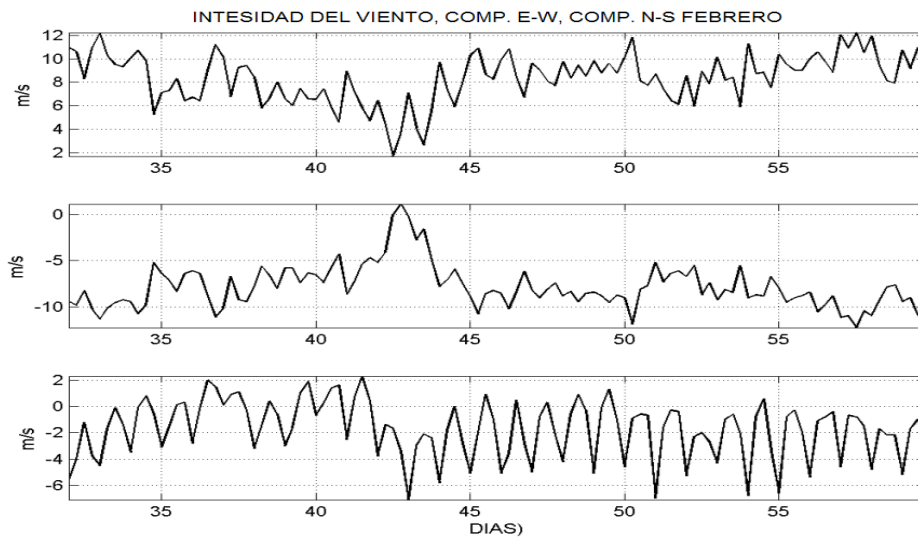
Las figuras 6 y 7 presentan la intensidad del viento (m/s) respecto a las componente Este-Oeste y Norte-Sur, al igual que la resultante de los vectores en días específicos de los años donde se obtuvieron registros.

Figura 6. Febrero 2012



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Pablo, Brasil.

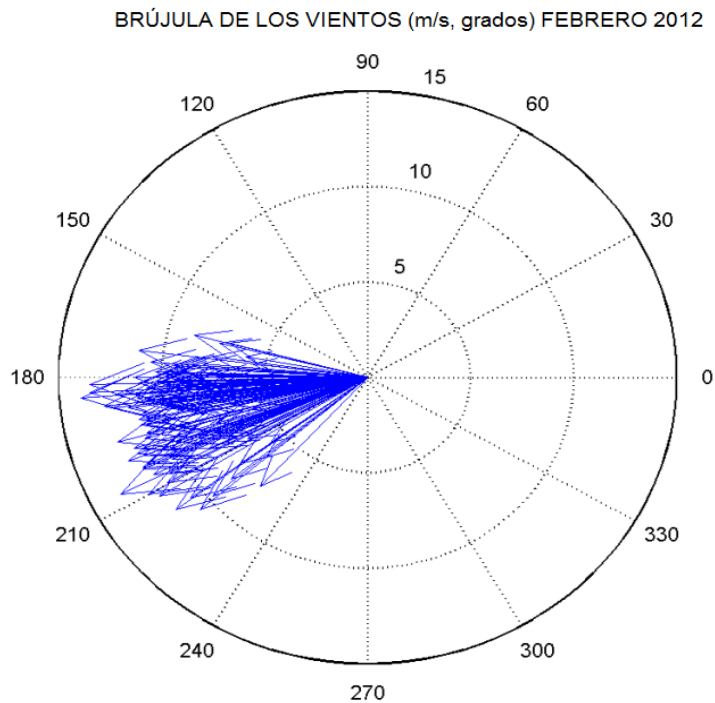
Figura 7. Febrero 2015



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Pablo, Brasil.

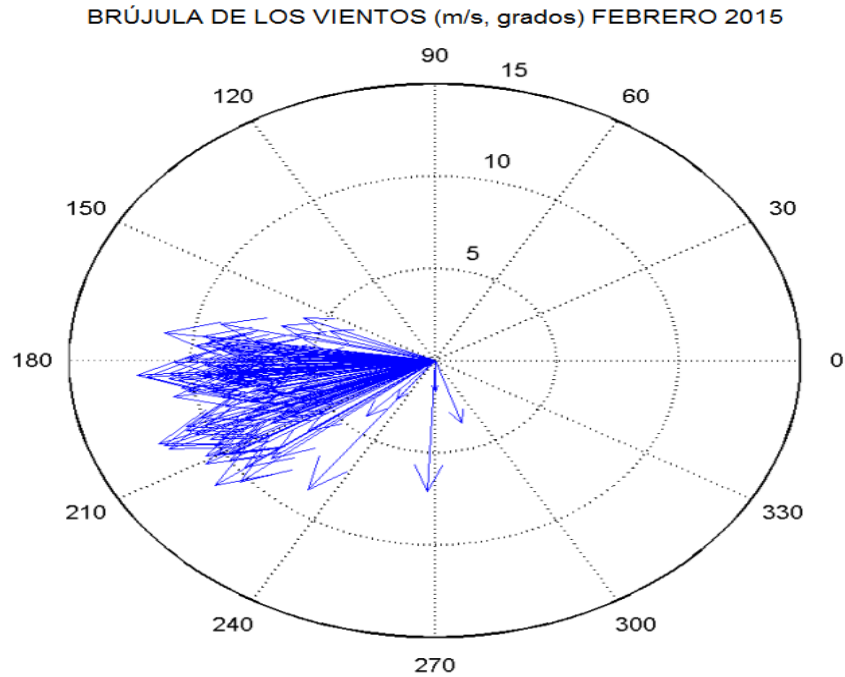
Ahora bien, en las figuras 8 y 9 se presenta gráficamente las brújulas de los vientos (m/s, grados) del mes de febrero de los años con los que se cuenta información. Allí se puede observar que los vientos tienen una intensidad que varía con frecuencia entre los 5 y 13 m/s con dirección entre los 150 y 220 grados aunque con algunas variaciones en el año 2015 en los cuales se observa una dirección del viento de casi 300 grados, dato que se debe tener en cuenta. Lo anterior es información de gran valor para el desarrollo de la matriz de decisión va a representar el mayor peso en ella referente a este parámetro en especial ya que los vientos en la zona de interés solo se dirigen en un vector casi constante, lo cual influenciará en el posicionamiento de la plataforma y la velocidad del viento máxima que esta deba soportar para no presentar daños estructurales en su tiempo operacional.

Figura 8. Brújula de los vientos, febrero 2012



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Pablo, Brasil.

Figura 9. Brújula de los vientos, febrero 2015.

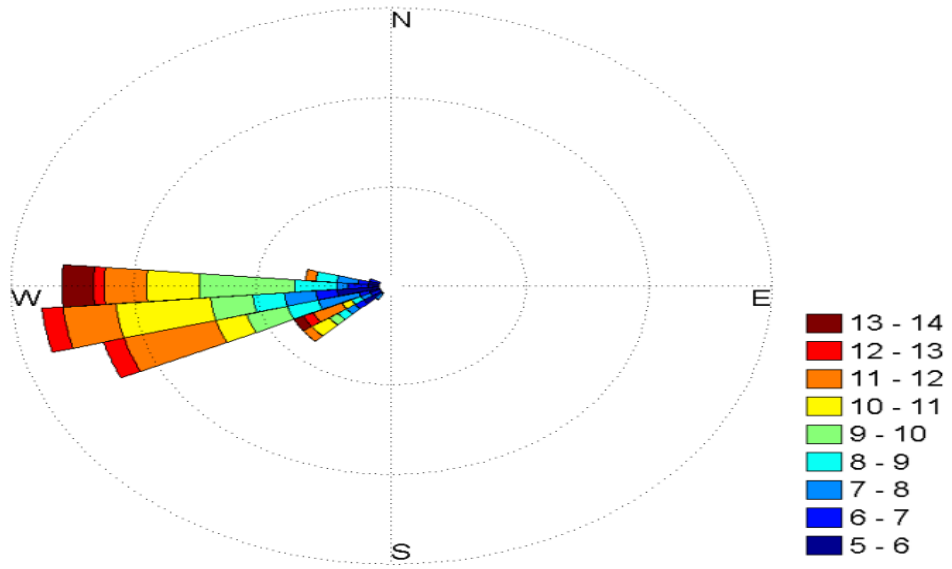


Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Paulo, Brasil.

Finalmente, los gráficos que representan la distribución de frecuencia de la intensidad de los vientos en la zona de interés son las Figuras 10 y 11, lo cuales contienen las convenciones de la variación de la velocidad del viento (m/s) respecto a la dirección de está, distribuidos en la rosa de los vientos con coordenadas, Norte-Sur y Este-Oeste. En el año 2012 se obtuvieron datos de vientos de 10 a 12 m/s en dirección Sur-Oeste con mayor frecuencia, a su vez la variable en cuestión tuvo pocas repeticiones en su valor máximo lo cual se debe tener en cuenta. A su vez, en el año 2015, la variación del viento se dio entre los valor de 8 a 10 m/s en la misma dirección; cabe resaltar que la velocidad obtenida se movió entre 13 y 14 m/s con una frecuencia mayor que la del año anterior. Estas figuras se construyeron a partir de datos suministrados por **Instituto Oceanográfico de la Universidad de São Paulo** y el uso del software MATLAB, ver anexo C.

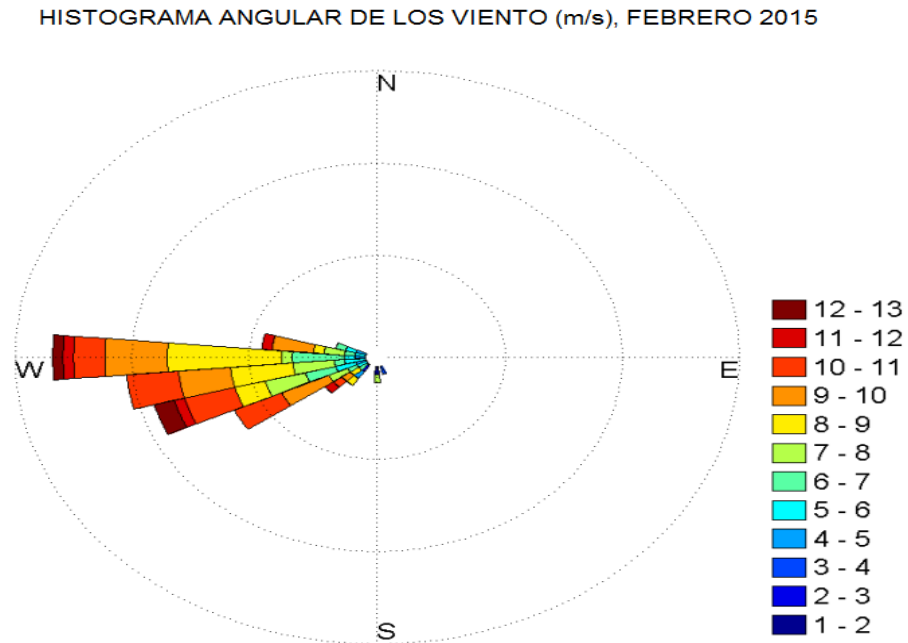
Figura 10. Histograma angular de los vientos, febrero 2012

HISTOGRAMA ANGULAR DE LOS VIENTOS (m/s), FEBRERO 2012



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de Sau Pablo, Brasil.

Figura 11. Histograma angular de los vientos, febrero 2015



Fuente: Instituto Oceanográfico de la Universidad de Sao Pablo, Brasil.

2. SELECCIÓN DE ZONAS Y PROYECTOS CON SIMILITUD AL BLOQUE TAYRONA

Dado que existe muy poca información de dominio público con relación a campos de gas natural off-shore, sus sistemas de producción, características locativas y oceanográficas, se han incluido en el presente proyecto campos con producción de petróleo con gas asociado de todo el mundo, análogos con la zona del Bloque Tayrona.

Con base en la experiencia que algunas zonas en el mundo han adquirido en la producción de hidrocarburos costa fuera y teniendo en cuenta algunas características ambientales, se ha llegado a la conclusión de enfocar el estudio actual en cuatro zonas específicas y realizar una caracterización del campo

colombiano Chuchupa el cual se encuentra ubicado en cercanías de la zona de interés y es el único campo off-shore que se encuentra en desarrollo en las Colombia. Las zonas escogidas en las cuales se centró el estudio son: Golfo de México, Brasil, Mar del norte y Australia.

Estas zonas son estudiadas de forma individual con el fin de obtener algunos campos con similitud a un campo ubicado en la zona del norte de la Guajira colombiana, los cuales serán la base de escogencia de las estructuras a ser estudiadas en el capítulo 4.

2.1 CAMPO CHUCHUPA – COLOMBIA

Campo de gas seco ubicado en la costa norte colombiana¹², actualmente tiene dos sistemas de producción que se basan en dos estructuras fijas Chuchupa A y B, su producción es dirigida a la estación de compresión Ballena ubicada en la costa mediante 17,5 km de gasoducto,¹³ es de resaltar que este yacimiento fue descubierto en el año 1973 y la empresa operadora actualmente es Chevron,¹⁴ tiene un total de 24 pozos perforados, en la Tabla 2, se presenta un resumen de las principales características locativas y oceanográficas de este campo.

¹² Derrotero de las costas y áreas insulares de Colombia. Centro de Investigaciones Oceanográficas del Caribe, Dirección General MARitima, DIMAR

¹³ Biodiversidad marina en los bloques de explotación de hidrocarburo. ANH. [en línea] disponible en <http://gis.invemar.org.co/geovisoranh/>

¹⁴ RIVERA, N, MEZA, N.S, KIM, J.S, Static and Dinamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa field, Colombia. SPE International.

Tabla 2. Características Chuchupa

ZONA	Caribe Colombiano
CAMPO	Chuchupa
TIPO DE SISTEMA	Plataforma fija
EMPRESA OPERADORA	CHEVRON
DISTANCIA A LA COSTA	18 Km
COLUMNA DE AGUA PROMEDIO	70 m
INTENSIDAD DE VIENTO PROMEDIO	11 m/s
TEMPERATURA PROMEDIO EN EL LECHO MARINO	18°C – 24°C

Fuente: Derrotero de las costas y áreas insulares de Colombia. Centro de Investigaciones Oceanográficas del Caribe, Dirección General MARitima, DIMAR

2.2 GOLFO DE MÉXICO

Localizado en el Mar Caribe, es una cuenca marítima de alrededor de 90.000 millas cuadradas de área contenidas entre los litorales de los Estados Unidos, México y Cuba. La exploración de esta área inició en 1938 como una extensión lógica de operaciones en tierra; hasta hace unos años se contaba con un total de 7.500 pozos perforados y completados lo que resultaba en unas reservas de alrededor de 2.2 billones de barriles de crudo y 20.7 trillones de pies cúbicos de gas natural. Esta región cuenta con una geología estable lo que representa una ventaja para la explotación de hidrocarburos, la cual ha sido aprovechada por empresas tales como: BP, PEMEX, Chevron, Shell, Oro Negro, Halliburton, Schlumberger, Sea Dragon, entre muchas otras. En sus profundidades se encuentra con la cuarta parte

de las reservas de gas natural de los Estados Unidos y la octava parte de reservas de petróleo crudo de esta súper potencia.

La corriente cálida oceánica que transita por esta área, se denomina “Corriente del Golfo” la cual hace parte de la circulación superficial del Atlántico Norte, la corriente Ecuatorial Norte, ingresa a la región sur del Golfo de México y se dirige por la parte oeste de dicha zona convirtiéndose en la corriente en cuestión, la cual presenta un movimiento circular en dirección de las agujas del reloj que al chocar con aires fríos en el Atlántico Norte, redirecciona su movimiento hacia la región oeste de Europa.

Esta área fue escogida dentro de la presente investigación ya que cuenta con plataformas localizadas en láminas de agua superiores a los 750 pies, además de encontrarse en una zona cuyas condiciones ambientales, climáticas y oceanográficas son similares al Bloque Tayrona lo cual puede reflejar fuertes analogías. Cabe destacar que los campos descritos a continuación son de petróleo con gas asociado ya que esta zona en particular se caracteriza por producir grandes volúmenes de petróleo en comparación con la cantidad de gas natural.

2.2.1 Área Central

- ***Mississippi Canyon***

El campo Mississippi Canyon se encuentra localizado aproximadamente a cien (100) millas al sureste de Nueva Orleans, Luisiana. Hace parte del área central de planeamiento del Golfo de México, sus primeros pozos productores fueron descubiertos entre los años 1975 y 1978. Para el año 2014 contaba con 35 pozos en producción, 8 con producción no activa, 12 depletados y 11 cerrados.

A su vez, el campo Mississippi Canyon cuenta con reservas originales de 3.885 MMbbl de aceite y 10.852 Bcf; hasta el año 2014 se reportó una producción acumulada de petróleo de 2.783 MMbbl y 8.634 Bcf por lo cual es una buena fuente de producción no solo de aceite, sino también de gas natural asociado¹⁵.

En la Tabla 3 se presenta la información de mayor valor que será utilizada para realizar el filtro de los campos que cuentan con ciertas similitudes con el bloque Tayrona

Tabla 3. Características Mississippi Canyon

MISSISSIPPI CANYON	
Ubicación	Área central del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	28.674208,-88.827628
Año de descubrimiento	Entre los años 1975 y 1978
Reservas originales de petróleo	3884 MMbbl
Producción acumulada de aceite	2783 MMbbl
Producción acumulada de gas	8634 Bcf
Cantidad de pozos	66
Lámina de agua máxima	7925 ft
Lámina de agua mínima	605 ft
Distancia promedio a la costa	160,934km
Tipo de plataformas utilizadas	SemiSumergible

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement. [en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

- **Green Canyon**

Este campo se encuentra localizado en el Golfo de México en el cual se extrae petróleo crudo y cierta cantidad de gas natural. Para el 2014 contaba con 33 pozos en producción, 2 con producción no activa, 9 depletados y 27 cerrados. Reportando una producción acumulada de petróleo crudo de 1.969 MMBbl y 3.174 Bcf lo cual

¹⁵ Anexo A.

representa que Green Canyon maneja buenos volúmenes de gas de hasta un GOR de 521.000 SCF/STB, siendo este un campo que se encuentra dentro de las características requeridas para pasar al siguiente filtro de la investigación ya que a su vez cuenta con una lámina de agua promedio de 3.266 pies¹⁶. En la Tabla 4 se presentan algunas características a tener en cuenta del presente campo.

Tabla 4. Características Green Canyon

GREEN CANYON	
Ubicación	Área central del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	27.099726, -90.431000
Año de descubrimiento	1980
Reservas originales de petróleo	2.895 MMbbl
Producción acumulada de aceite	1969 MMbbl
Producción acumulada de gas	3174 Bcf
Cantidad de pozos	71
Lámina de agua máxima	6285
Lámina de agua mínima	583
Distancia promedio a la costa	331,58 km
Tipo de plataformas utilizadas	SPAR, TLP, FPSO, SemiSumergible

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement. [en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

- ***Eugene Island***

El campo Eugene Island específicamente el bloque 330 fue descubierto en los años 70's, se encuentra localizado costa fuera de Louisiana, EE.UU., aproximadamente a 272 kilómetros de Nueva Orleans cuya lámina de agua en esta zona está entre 64 a 100 m (210 a 309 pies). Años atrás, este campo ocupó el segundo lugar en producción anual de hidrocarburos y cuanto en la producción acumulativa de

¹⁶ Anexo A.

hidrocarburos. En los últimos años, las reservas recuperables se estimaron en 1.755 millones de barriles de hidrocarburos líquidos y 1,65 bullones de pies cúbicos de gas. (Ver Tabla 5).

Tabla 5. Características Eugene Island

EUGENE ISLAND	
Ubicación	Área central del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	29.394065, -91.376327
Año de descubrimiento	1974
Reservas originales de petróleo	1.755 MMbbl
Producción acumulada de aceite	1.688 MMbbl
Producción acumulada de gas	20.106 Bcf
Cantidad de pozos	93
Lámina de agua máxima	309 ft
Lámina de agua mínima	12 ft
Distancia promedio a la costa	272 km

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement. [en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

- ***West Cameron and Sabine Pass***

Tomando como base información obtenida del Bloque 180 de dicho campo y datos generales que se conocen de él. West Cameron and Sabine Pass se encuentra localizado aproximadamente a 60 millas del Sur de Lake Charles, Louisiana. De los 94 pozos perforados en el campo, 33 de ellos producen gas condensado, 4 se encuentra inactivos y 56 depletados; los cuales cuentan con 197 MMbbl de aceite en reservas originales, 18.731 Bcf de gas y una producción acumulada para el 2014 de este hidrocarburo de 18.439 Bcf.

Tabla 6. Características West Cameron and Sabine Pass

WEST CAMERON AND SABINE PASS	
Ubicación	Área central del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	29.726441, -93.863263
Año de descubrimiento	1948
Reservas originales de petróleo	197 MMbbl
Producción acumulada de aceite	193 MMbbl
Producción acumulada de gas	18.439 Bcf
Cantidad de pozos	94
Lámina de agua máxima	454 ft
Lámina de agua mínima	32 ft
Distancia promedio a la costa	96,56 km

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement.[en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

- ***Viosca Knoll***

El campo Viosca Knolls conformado de diversos bloques, se encuentra localizado a 108 millas del suroeste de Nueva Orleans. Este campo cuenta con una columna de agua que cumple con los requerimientos de la presente investigación ya que las plataformas de allí, se encuentran amarradas a 4.914 pies de profundidad, las cuales contaban con una producción acumulada de 583 MMBbls de aceite y 3.513 Bcf de gas natural, ver Tabla 7.

Tabla 7. Características Viosca Knoll

VIOSCA KNOLL	
Ubicación	Área central del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	29.218413, -88.555728
Año de descubrimiento	1976
Reservas originales de petróleo	649 MMbbl
Producción acumulada de aceite	583 MMbbl
Producción acumulada de gas	3.513 Bcf
Cantidad de pozos	60
Lámina de agua máxima	4914 ft
Lámina de agua mínima	59 ft
Distancia promedio a la costa	173.8 km
Tipo de plataformas utilizadas	Fija, Spar

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement.[en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

Después de realizar un filtro por lámina de agua y producción de gas natural en las plataformas localizadas en la zona central del Golfo de México, se observó que aunque contaran con una buena producción de gas natural asociado, las láminas de agua eran muy inferiores a las requeridas en el presente estudio, con excepción de los campos Mississippi Canyon, Green Canyon y Viosca Knoll. Por lo anterior, se determina finalizar la búsqueda de campos de interés en esta zona y continuar con el área Oeste del Golfo de México (Estados Unidos).

2.2.2 Área Oeste

- ***Alaminos Canyon***

Campo de aceite localizado en el Golfo de México a aproximadamente 354 kilómetros de Gavelston, Texas como punto de referencia el pozo denominado “Perdido”, el cual cuenta con una plataforma SPAR de producción de aceite y gas,

y está siendo operado por la compañía Shell. Su columna de agua promedio se determinó entre 4800 y 9500 pies, ver Tabla 8.

Tabla 8. Características Alaminos Canyon

ALAMINOS CANYON	
Ubicación	Área oeste del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	26.35836077, -94.51650522
Año de descubrimiento	1996
Reservas originales de petróleo	394 MMbbl
Producción acumulada de aceite	175 MMbbl
Producción acumulada de gas	277 Bcf
Cantidad de pozos	10
Lámina de agua máxima	9500 Ft
Lámina de agua mínima	4800 ft
Distancia promedio a la costa	354 km
Tipo de plataformas utilizadas	SPAR

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement.[en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

- **Garden Banks**

Tomando como punto de referencia Garden Banks 191 el cual fue descubierto en 1977, cuenta con 53 pozos perforados de los cuales 11 se encuentran en producción activa, 38 fuertemente depletados, 3 cerrados. Para el 2014 se calculaba su columna de agua máxima en 5329 pies lo cual representa un campo con el primer filtro de selección. Además, cuenta con 4.609 Bcf en reservas originales de gas y 831 MMBbls de aceite tanto en la parte oeste como central del Golfo de México ya que este campo ocupada estas dos áreas.

Tabla 9. Características Garden Banks

GARDEN BANKS	
Ubicación	Área centro y oeste del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	27.844330, -93.797885
Año de descubrimiento	1974
Reservas originales de petróleo	831MMbbl
Producción acumulada de aceite	748 MMbbl
Producción acumulada de gas	4221 Bcf
Cantidad de pozos	45
Lámina de agua máxima	9463 ft
Lámina de agua mínima	5329 ft
Distancia promedio a la costa	185 km

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement.[en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

- ***East Break***

En promedio, localizado a 100 millas de Galveston, Texas. East Break es otro campo de explotación de hidrocarburos ubicado en el Golfo de México¹⁷. En general, el campo East Break para el año 2014 contaba con 12 pozos en producción activa, 7 pozos depletados, 2 activos pero sin producción y 5 pozos abandonados. Además, el campo cuenta con un complejo sistema de transporte de hidrocarburos por tubería los cuales fueron construidos para unirse a una línea ya existente para la época en la que se desarrolló East Break.

¹⁷ Anexo A.

Tabla 10. Características East Break

EAST BREAK	
Ubicación	Área oeste del Golfo de México
Coordenadas geográficas aproximadas	27.786574, -95.018853
Año de descubrimiento	1975
Reservas originales de petróleo	273 MMbbl
Producción acumulada de aceite	254 MMbbl
Producción acumulada de gas	2117 Bcf
Cantidad de pozos	26
Lámina de agua máxima	4865ft
Lámina de agua mínima	475ft
Distancia promedio a la costa	160.94 km
Tipo de plataformas utilizadas	Spar

Fuente: Bureau of Safety and Environmental Enforcement.[en línea] [citado el 10 de Julio de 2016] disponible en: https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/field/field.asp#ascii

En la zona oeste del Golfo de México, se encontró que los campos Alamina Canyon, Garden Banks y East Break cumplen con la condición de lámina de agua superior a 700 pies, además de contar con buen volumen de producción de aceite y gas natural. Los demás campos de esta área se investigaron llegando a la conclusión que cuenta con columna de agua muy inferior al valor de estudio y por eso no fueron descritos anteriormente, algunos de los campos en cuestión son: Brazos, Galveston, Matagorda Island, entre otros.

2.3 BRASIL

El Brasil es un país que cuenta con grandes recursos energéticos en el área de los hidrocarburos, siendo potencia en la exploración y explotación costa fuera tanto en aguas poco profundas como en ultraprofundas con el reciente desarrollo de la zona del Pré-sal¹⁸.

¹⁸ PETROBRAS, Atuação no Presal. [en línea] disponible en: <http://www.petrobras.com/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/pre-sal/>

2.3.1 Bacia de Santos

Siendo la mayor cuenca sedimentaria off-shore del Brasil con un área de 350.000 kilómetros cuadrados, extendiéndose desde Cabo Frio (RJ) hasta Florianópolis (SC). Las primeras investigaciones que se llevaron a cabo sobre esta cuenca datan del año 1970, en la cual se han perforado 112 pozos de los cuales 97 son pioneros distribuidos en los 6 campos de aceite y gas natural con los que cuenta esta región. Se calcula una producción promedio de 9.700 Barriles de aceite equivalentes diarios, 7.000 de ellos provenientes del campo Merluza.

La Bacia de Santos¹⁹ presenta yacimientos con excelentes características de porosidad y permeabilidad los cuales cuentan con grandes cantidades de petróleo de buena calidad que llegan a valores alrededor de 30 billones de barriles en reservas originales.

En la Tabla 11 se muestra de manera general los tipos de plataformas de producción presentes en esta cuenca, especificadas para algunos de sus campos.

Tabla 11. Tipos de plataformas de producción presentes en esta cuenca

PLATAFORMA	CAMPO	TIPO	ESTADO
Dynamic Producer (FDPDY)	A594-Guará	Flotante	SP
FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPCAR)	Lula	Flotante	RJ
Plataforma de Merluza (PMLZ)	Merluza, Lagosta	Fija	SP
Plataforma de Mexilhão (PMXL)	Mexilhão	Fija	SP
Plataforma BW Cidade de São Vicente (FPCSV)	Lula	Flotante	RJ
FPSO Cidade de Santos (FPCPST)	Uruguá	Flotante	RJ
FPSIO Cidade de Paraty	Lula	Flotante	RJ
FPSO Cidade de Itajai	Baúna	Flotante	SP
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	Flotante	SP
FPSO Cidade de Mangaratiba	Lula	Flotante	RJ
FPSO Cidade de Itaguaí	Lula	Flotante	RJ

¹⁹ QGEP Bacia de Santos [en línea] disponible en: <http://www.qgep.com.br/static/ptb/bacia-de-santos.asp?idioma=ptb>

Fuente: PETROBRAS Bacia de Santos [en línea] disponible en: <http://www..com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.htm>

La producción diaria de petróleo en el Pré-sal pasó de una media aproximada de 41.000 barriles por día, en 2010, hasta el increíble valor de 1 millón de barriles por día a inicios de 2016 lo cual representó un crecimiento de casi 24 veces según la compañía estatal PETROBRAS²⁰.

Por lo anterior, la Bacia de Santos es de gran importancia para la supervivencia energética del Brasil; esto fue considerado para nuestra investigación ya que este país cuenta con una amplia experiencia en la exploración y explotación de hidrocarburos costa fuera y además poseen características ambientales y oceanográficas similares a la costa norte de Colombia.

- **Tupi ahora denomina “Campo Lula”:**

Localizado a 250 kilómetros de la costa de Rio de Janeiro, el campo petrolero Tupi fue descubierto en octubre de 2006 por la empresa estatal Petrobras, el cual cuenta con unas reservas aproximadas entre 5 y 8 billones de barriles de petróleo de alta calidad, es decir, de alta gravedad API, además de producir volúmenes de gas natural²¹. Para el año 2010, el campo Tupi pasó a ser llamado Lula; el cual hoy en día es uno de los campos de mayor importancia del Brasil con la producción más alta del país para julio de 558,2 Mbbl por día de aceite crudo y 24,6 MMm³ por día de gas natural.

²⁰ PETROBRAS Exploracao e producao de petróleo e gas [en línea] disponible en: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>

²¹ ANP. Sumário executivo do campo de Lula. 2013

Finalmente, se debe tener en cuenta que el campo Lula se localiza cerca de 265 kilómetros de distancia del litoral de Río de Janeiro y con más de 2100 metros de lámina; esta información se establecerá con mayor claridad en la Tabla 12.

Tabla 12. Características Campo Lula

LULA	
Ubicación	Bacia de Santos, Brasil
Coordenadas geográficas aproximadas	-25.0616826, -42.5809037
Año de descubrimiento	2006
Reservas originales de petróleo	8.000 MMbbl
Producción acumulada de aceite	-
Producción acumulada de gas	-
Cantidad de pozos	24
Lámina de agua promedio	7217 ft
Distancia promedio a la costa	265 km
Tipo de plataformas utilizadas	FPSO

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP Sumário executivo externo do campo de Lula. 2011

- **Campo Mexilhão**

Localizado a cerca de 140 kilómetros de São Sebastião, en el estado de São Paulo cuya producción de gas natural se encuentra alrededor de 15 millones de metros cúbicos día y 20 mil barriles por día de crudo y condensado. Su lámina de agua es más pequeña comparada con la del campo Lula, la de este campo está entre 890 pies y 1800 pies²².

²² ANP. Sumário executivo externo do campo de mexilhão. 2010

Tabla 13. Características Campo Mexilhão

MEXILHÃO	
Ubicación	Bacia de Santos, Brasil
Coordenadas geográficas aproximadas	-24.256142, -44.159888
Año de descubrimiento	2001
Reservas originales de petróleo	MMbbl
Producción diaria de aceite	20 Mbbls
Producción diaria de gas	15 MMm ³
Cantidad de pozos	29
Lámina de agua máxima	1800 ft
Lámina de agua mínima	890 ft
Distancia promedio a la costa	140 km
Tipo de plataformas utilizadas	FIXA

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP Sumário executivo externo do Campo de Mexilhão 2010 [en línea] disponible en: <file:///D:/USP/Congresso%20de%20planejamento/Mexilh%C3%A3o.pdf>

- **Campo Lagosta, Merluza**

Localizado en aguas territoriales del Estado de São Paulo, el campo Lagosta se encuentra aproximadamente a 185 kilómetros de la costa y cuenta con una columna de agua alrededor de 430 pies lo cual lo hace un campo fuera de las especificaciones requeridas para la base teórica de esta investigación.

- **Campo Uruguá**

Descubierto en junio de 2003, este campo está localizado en la Bacia de Santos a 160 km del litoral del Estado de Rio de Janeiro con una lámina de agua entre 1200 y 1500 metros. Además, cabe destacar que este campo produce petróleo crudo, gas asociado y no asociado; este último es conducido a través de pozos

direccionales de alta inclinación, además de dos pozos verticales los cuales producen en una zona exclusiva a través de estructuras tipo FPSO, donde la producción de aceite y condensado se transporta por navío aliviador con capacidad de transportar hasta 159.000 toneladas de este.

Las estructuras para producción de gas natural no asociado están constituidas por dos *risers* flexibles que se unen en el fondo de la lámina de agua a un gasoducto de exportación el cual transporta el producto hasta la plataforma PMXL-1 del campo Mexilhão después de un recorrido de casi 174km. Ver Tabla 14.

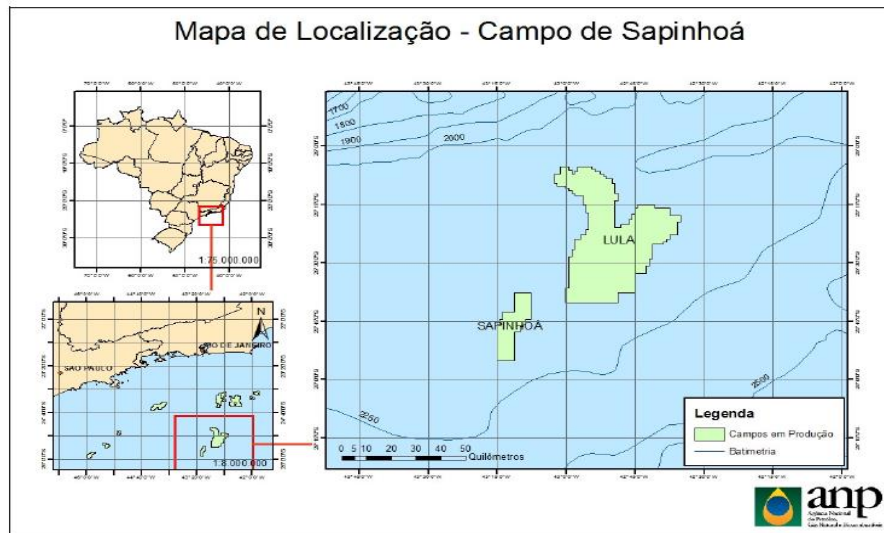
Tabla 14. Características Uruguá

URUGUÁ	
Ubicación	Bacia de Santos, Brasil
Coordenadas geográficas aproximadas	-25.0616826, -42.5809037
Año de descubrimiento	2003
Reservas originales de petróleo	-
Producción diaria de aceite	17 MBbls
Producción diaria de gas	10 MMm3
Cantidad de pozos	9
Lámina de agua promedio	4000 ft
Distancia promedio a la costa	160 km
TIPO DE PLATAFORMAS UTILIZADAS	FPSO

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP
 Sumário executivo externo do campo de Uruguá. 2011

- Campo Sapinhoá

Figura 12. Localización Campo de Sapinhoá



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP Sumário executivo do Campo de Sapinhoá. 2013

El Campo de Sapinhoá está localizada en la parte central de la Bacia de Santos a aproximadamente 310 km de la costa del estado de São Paulo cuya columna de agua alcanza los 7000 pies (Figura 12).

Durante el transcurso del desarrollo de este campo se construirán 3 estructuras productoras tipo FPSO las cuales llevarán el nombre de: Cidade de São Vicente, Cidade de São Paulo e Cidade Ilhabela las cuales contarán con una capacidad de procesamiento de hasta 150MBbls/día la mayor de ellas y de hasta 6 MMm³/ día de gas natural. Cabe destacar que para el 2015 solo estaban en funcionamiento las dos últimas plataformas mencionadas.

Tabla 15. Características Sapinhoá

SAPINHOÁ	
Ubicación	Bacia de Santos, Brasil
Coordenadas geográficas aproximadas	-25.701413, -42.861159
Año de descubrimiento	2010
Reservas originales de petróleo	
Producción diaria de aceite	190 MBbls
Producción diaria de gas	6,48 MMm3
Cantidad de pozos	28
Lámina de agua promedio	7000 ft
Distancia promedio a la costa	310 km
Tipo de plataformas utilizadas	FPSO

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP Sumário executivo do Campo de Sapinhoá. 2013

- **Campo Piracucá**

Localizado aproximadamente a 100 km del campo Merluza y a 210 km de la ciudad de Santos en el Estado de São Paulo. Para el año 2014 se tenían perforados 11 pozos verticales, de los cuales se contaba con un sistema de recolección y transporte de la producción por medio de 4 pozos productores ligados a una plataforma tipo FSO a través de una línea flexible, con capacidad de procesar 25 mil bbl/día de crudo y agua, 20 mil bbl/día de aceite y 2 millones de m3 por día de gas natural; además, de contar con un volumen de almacenamiento de hidrocarburo líquido alrededor de 32 mil m3 y comprimir 2MM m3 por día de gas.

Al igual que los campos mencionados anteriormente, el Campo Piracucá cuenta con navíos aliviadores para el transporte de aceite crudo y líneas de gasoductos dirigidos hasta la plataforma Merluza para su unión con otras líneas y posterior exportación (Tabla 16).

Tabla 16. Características Piracucá

PIRACUCÁ	
Ubicación	Bacia de Santos, Brasil
Coordenadas geográficas aproximadas	-
Año de descubrimiento	1992
Reservas originales de petróleo	-
Producción diaria de aceite	30 MBbls
Producción diaria de gas	2 MMm3
Cantidad de pozos	11
Lámina de agua promedio	650 ft
Distancia promedio a la costa	210 km
Tipo de plataformas utilizadas	FPSO

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP Sumário executivo externo do Campo de Piracucá. 2011

La cuenca de Santos cuenta con otros campos como: Lapa, Atapu, Búzios y Baúna, además de los antes mencionados. Estos campos no fueron descritos en la presente investigación ya que la información encontrada no es suficiente para caracterizarlos de forma adecuada, además de no contar con una producción de gas natural considerable lo cual es un dato de importación para el filtro aquí planteado.

2.3.2 Bacia de campos

Traducida al español como Cuenca de Campos, es la principal área sedimentaria ya explorada en las costas brasileras. Tiene un área aproximada de 100mil kilómetros cuadrados que se extienden desde la ciudad de Vitória hasta Arraial do Cabo en el norte del litoral de Río de Janeiro.

En esta cuenca se descubrió el primer campo gigante localizado en aguas profundas del país, Albacora. Pero más adelante surgieron otros campos gigantes como Marlim, Rocandor, Barracuda y Caratinga. En la Tabla 17 se describen de manera general los sistemas de producción existentes en la zona.

Tabla 17. Sistemas de producción existentes en la Bacia de Campos

PLATAFORMA	CAMPO	TIPO
Espadarte FPSO (ESPF)	Espadarte	Flotante
FPSO Brasil (FPBR)	Roncador	Flotante
Plataforma FPSO-MLS (FPMLS)	Marlim sur	Flotante
Plataforma de Cidade de Niterói (FPNIT)	Marlim este	Flotante
FPSO Rio de Janeiro (FPRJ)	Espadarte	Flotante
FPSO Rio das Ostras (FPRO)	Badejo	Flotante
Petrobras VII (SS28) (P-07)	Bicudo, Enchova	Flotante
Petrobras VIII (SS29) (P-08)	Marimbá	Flotante
Petrobras IX (SS15) (P-09)	Congro, Corvina	Flotante
Petrobras XII (SS19) (P-12)	Badejo, Linguado	Flotante
Petrobras XV (SS18) (P-15)	Marimba	Flotante
Petrobras XVIII (SS44) (P-18)	Marlim	Flotante
Petrobras XIX (P-19)	Marlim	Flotante
Petrobras XX (SS33) (P-20)	Marlim	Flotante
Petrobras XXV (P-25)	Albacora	Flotante
Petrobras XXVI (P-26)	Marlim Sur	Flotante
Petrobras XXXI (P-31)	Albacora	Flotante
Petrobras XXXIII (P-33)	Marlim	Flotante
Petrobras XXXV (P-35)	Marlim	Flotante
Petrobras XXXVII (P-37)	Marlim	Flotante
Petrobras XL (P-40)	Marlim Sur	Flotante
Petrobras XLIII (P-43)	Barracuda	Flotante
Petrobras XLVIII (P-48)	Caratinga	Flotante
Petrobras L (P-50)	Albacora Este	Flotante
Petrobras LI (P-51)	Marlim Sur	Flotante
Petrobras LII (P-52)	Roncador	Flotante
Petrobras LIII (P-53)	Marlim Leste	Flotante
Petrobras LIV (P-54)	Roncador	Flotante

PLATAFORMA	CAMPO	TIPO
Petrobras LV (P-55)	Roncador	Semi
Petrobras LVI (P-56)	Marlim Sur	Flotante
Plataforma de Enchova (PCE-1)	Bonito, Enchova.	Fija
Plataforma de Cherme (PCH-1)	Anequim, Bagre	Fija
Plataforma de Cherme-2 (PCH-2)	Congro, Cherne.	Fija
Plataforma de Carapeba-1 (PCP-1)	Carapeba	Fija
Plataforma de Carapeba-2 (PCP-2)	Carapeba	Fija
Plataforma de Garoupa (PGP-1)	Garoupa	Fija
Plataforma de Namorado-1 (PNA-1)	Congro, Namorado	Fija
Plataforma de Namorado-2 (PNA-2)	Congro, Namorado	Fija
Plataforma de Pargo-1 (PPG-1)	Pargo	Fija
Plataforma de Pampo-1 (PPM-1)	Pampo	Fija
Plataforma de Vermelho-1 (PVM-1)	Vermelho	Fija
Plataforma de Vermelho-2 (PVM-2)	Vermelho	Fija
Plataforma Vermelho-3 (PVM-3)	Vermelho	Fija
FPSO Fluminense (FPF)	Bijupirá	Flotante
FPSO Frade (FPSOFR)	Frade	Flotante
FPSO P-63	Papa-Terra	Flotante
FPSO P-58	Parque das Baleias	Flotante
FPSO P-62	Roncador	Flotante
Plataforma P-61	Papa-Terra	TLWP

Fuente: PETROBRAS Bacia de Campos [en línea] disponible en: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.htm>

- **Campo Roncador**

Localizado en el Noreste de los campos de Albacora y Albacora Este en la Cuenca de Campos, Brasil. Este campo cuenta con una columna de agua promedio entre 1500 a 1900 metros. Con una distancia aproximada a la costa de São Tomé de 125 kilómetros ubicado en el Estado de Río de Janeiro. Fue descubierto en el año 1996 y está compuesto de crudo entre 15 y 31 °API siendo hasta 1999 el año en el que se desarrolló el primer pozo.

El sistema de flujo de aceite de este campo está compuesto por tubería para exportación y también de unidades FPSOs que transportan el hidrocarburo líquido hasta los navíos aliviadores. Por otra parte, el gas es transportado por un gasoducto rígido con destino final la Terminal de Cabiúnas-TECAB. Ver Tabla 18

Tabla 18. Características Roncador

RONCADOR	
Ubicación	Bacia de Campos
Coordenadas geográficas aproximadas	-22.007389, -40.033396
Año de descubrimiento	1996
Reservas originales de petróleo	-
Producción diaria de aceite	82 Mbbl
Producción acumulada de gas	Bcf
Cantidad de pozos	80
Lámina de agua máxima	6200 ft
Lámina de agua mínima	5000 ft
Distancia promedio a la costa	185 km
Tipo de plataformas utilizadas	FPSO

Fuente: PETROBRAS. Campo petrolífero de Roncador [en línea] disponible en: <http://www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=290>

- **Campo Marlim**

Para la descripción de este campo localizado en la Bacia de Campos, se caracterizarán la Sur y Este del mismo. El campo Marlim Sur corresponde a un área aproximada de 880 km² con una lámina de agua entre 2600 y 8500 pies; presenta una distancia a la costa del Cabo de São Tomé de 90 kilómetros y 155 kilómetros hasta la ciudad de Macaé en el Estado de Río de Janeiro.

Para el año 2013 se encontraban perforados 17 pozos exploratorios, 84 pilotos y 78 horizontales (productores e inyectores) los cuales se encuentran conectados en diferentes módulos por medio de sistemas FPSOs y SemiSumergible que no cuentan con *manifold* submarinos hasta esa fecha. La exportación de los

hidrocarburos se da por medio de tuberías submarinas dirigidas en particular hasta la plataforma de Rebombeio Autônoma y por medio de sistema de navíos aliviadores para el almacenamiento de la producción a partir de 4 unidades.

Por otra parte, el campo Marlim Este fue descubierto en enero de 1987 localizado aproximadamente 120 kilómetros del continente donde el lecho marino se encuentra entre 2500 y 6500 pies de profundidad. Para el desarrollo de este campo, en el año 2009 se tenía previsto la perforación de 41 pozos distribuidos por módulos en los cuales existen tanto configuración horizontal como vertical. Las características generales del campo Marlim se encuentran en la Tabla 19.

Tabla 19. Características Marlim

MARLIM	
Ubicación	Bacia de Campos
Coordenadas geográficas aproximadas	-22.500535, -40.428904
Año de descubrimiento	1985
Reservas originales de petróleo	-
Producción diaria de aceite	200 Mbbl
Producción diaria de gas	2.5 MMBcf
Cantidad de pozos	220
Lámina de agua máxima	8500 ft
Lámina de agua mínima	2500 ft
Distancia promedio a la costa	140 km
Tipo de plataformas utilizadas	FPSO y SemiSumergible

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E HIDROCARBUROS ANP Marlim 2014

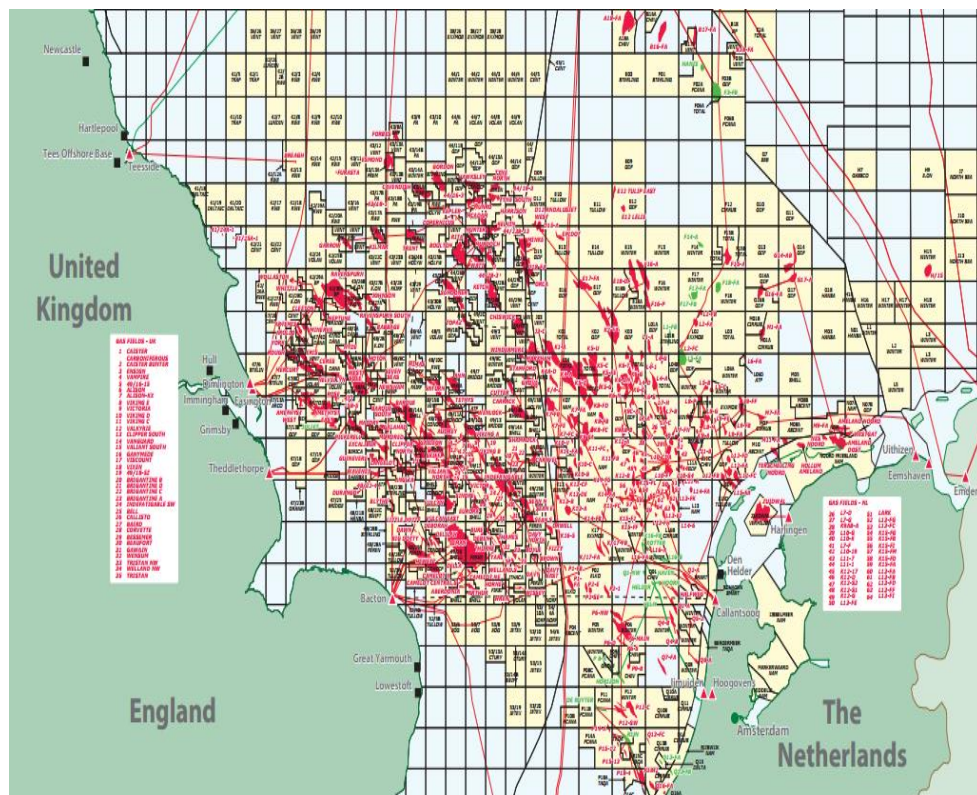
2.4 MAR DEL NORTE

El mar del norte forma parte del Océano Atlántico y sus aguas llegan a las costas de Noruega, Dinamarca, Reino Unido y Países bajos. Sus características marítimas muestran que es una de la zonas más irregulares en el mundo, esto se debe a su violencia climática donde los vientos alcanzan velocidades de hasta 40 nudos y las

olas sobrepasan alturas que solo ocurren cuando se está en condiciones de vendaval, todas estas características se deben a que en éste mar se encuentran las corrientes que vienen del norte del globo y las del sur del mismo, durante gran parte del año la lluvia y niebla son constantes dificultando así mucho más la labor petrolera.

El mar del norte es caracterizado por su poca profundidad ya que cuenta con una lámina de agua promedio de 320 ft, en ésta zona se observan campos de petróleo y gas, los cuales describiremos a continuación²³.

Figura 13. Distribución de Campos off-shore en el Mar del Norte



Fuente: WILSON R. O. and MARTIN M. R., Bro~ &Root (U.K.) Ltd. Deepwater Pipelining for Central North Sea. En. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.

²³ ECOLOGIA HOY Mar del norte [en línea] disponible en: <http://www.ecologiahooy.com/mar-del-norte>

Existe una gran cantidad de campos de petróleo y gas como se puede observar en la imagen anterior, ellos se encuentran ubicados a lo largo y ancho del mar del norte y pertenecen a diferentes estados dependiendo de su localización, a continuación se realiza un scanner completo de los campos de gas que según últimos reportes realizados por SUBSEAIQ-OFFSHORE FIELD DEVELOPMENT.

Tabla 20. Campos Productores de Gas- activos según reporte

Campos Productores de Gas- activos según reporte				
Campo	Operador	Lámina de agua (ft)	País	Último reporte
Sigyn	ExxonMobile	231	Noruega	2009
Ormen Lange	Shell	3630	Noruega	2013
Snohvit	Statoil	1122	Noruega	2015
Ellon	Total	446	UK	2012
Islay	Total	396	UK	2012
Jura	Total	373	UK	2012
Nuggets	Total	413	UK	2012
Vega	Wintershall	1254	Noruega	2015
Elgin	Total	307	UK	2015
Glenelk	Total	330	UK	2015
Midgard	Statoil	983	Noruega	2013
Mikkel	Statoil	726	Noruega	2013
M7-A	Cirrus Energy	100	Países Bajos	2010
Alve	Statoil	1218	Noruega	2015
Jasmine	ConocoPhillips	267	UK	2013
Cyrus	BP	343	UK	2015
Anglia	Ithaca Energy	86	UK	2014
Bitern	Shell	393	UK	2014
Kinsale	Kinsale Energy	330	Irlanda	2014
Van Nes	Dana Petroleum	116	Países Bajos	2013
Kvitebjorn	Statoil	627	Noruega	2014
Orca	GDF Suez	132	UK	2013

Fuente: SUBSEAIQ [en línea] disponible en:
<http://www.subseaiq.com/Data/default.aspx?txt=j%u00fapiter+field&AspxAutoDetectCookieSupport=1>

Un total de 78 campos podemos encontrar en los reportes generados por SUBSEAIQ, en la tabla anterior observamos algunos de ellos y podremos evidenciar los campos que tomaremos en cuenta para la presente investigación.

Por otra parte también tenemos los campos con producción de gas asociado, en la siguiente tabla se muestran algunos de ellos con sus respectivas descripciones generales, las cuales tendremos en cuenta para preseleccionar los campos en los cuales se realizará un enfoque más específico.

Tabla 21. Campos Productores de Gas Asociado- activos según reporte

Campos Productores de Gas Asociado- activos según reporte				
Campo	Operador	Lámina de agua (ft)	País	Último reporte
Gullfaks	Statoil	455	Noruega	2014
Gullfaks South	Statoil	726	Noruega	2014
Kristin	Statoil	1221	Noruega	2014
Snorre	Statoil	1155	Noruega	2015
Vigdis Extension	Statoil	964	Noruega	2015
Statfjord	Statoil	495	Noruega	2014
Alwyn North	Total	416	UK	2012
Dunbar	Total	479	UK	2012
Forvie North	Total	396	UK	2012
Troll	Statoil	1155	Noruega	2014
Buzzard	Nexen	330	UK	2012
Ettrick	Nexen	380	UK	2012
Skarv	BP	1485	Noruega	2013
Bacchus	Apache	290	UK	2013
Brage	Wintershall	462	Noruega	2015
Heidrun	Statoil	1158	Noruega	2013
Cecilie	DONG(NOC)	198	Dinamarca	2014
Gaupe	BG	281	Noruega	2012
Lennox	BHP Billiton	40	UK	2012
Harald	Maersk Oil	211	Dinamarca	2013

Fuente: SUBSEAIQ [en línea] disponible en:
<http://www.subseaiq.com/Data/default.aspx?txt=j%u00fapiter+field&AspxAutoDetectCookieSupport=1>

Los campos resaltados en rojo son aquellos que cumplen especificaciones de lámina de agua mínima, los cuales serán descritos de forma específica a continuación.

Las coordenadas geográficas fueron encontradas por medio de la base de datos de Noruega²⁴.

- **Campo Ormen Lange**

Descubierto en el año 1997 a 120 km de la costa de Noruega, con reservas estimadas de 14 Tcf y teniendo como operador la compañía Shell, tiene una lámina de agua promedio de 2800 ft, su producción inicio en el año 2007.

Tabla 22. Características Campo Ormen Lange

Campo Ormen Lange	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 63° 29' 48.33 " N Longitud 5° 23' 11.47 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1997/2007
Reservas probadas	14 Tcf
Cantidad de pozos	24 pozos – 4 rejillas
Lámina de agua promedio	2625 ft – 3609 ft
Distancia promedio a la costa	120 km
Tipo de Facilidad utilizada	Planta Nyhamna en tierra

Fuente: RØTJER Tom, Hydro The Ormen Lange Langed Development, Offshore Technology Conference2007

²⁴ FACTPAGES General information [en línea] disponible en:
<http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=licence&nav2=PageView%7cAll&nav3=22484>

- **Campo Snovit**

Campo ubicado en la cuenca Hammerfest descubierto en 1984 este proyecto incluye el desarrollo combinado de los campos Albatros, Askeladd y Snovit, con una lámina de agua promedio de 1122 ft, sus reservas combinadas se estiman en 6,8 Tcf de gas natural y 113 MMBbl de condensado. El proyecto esta operado por la compañía Statoil.

Tabla 23. Características Campo Snohvit/Albatros/Askeladd

Campo Snohvit/Albatros/Askeladd	
Ubicación	Mar de Barents - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 71° 34' 16.81 " N Longitud 21° 13' 35.53 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1984/2007
Reservas probadas	6,8 Tcf
Cantidad de pozos	10
Lámina de agua promedio	820 ft – 1132 ft
Distancia promedio a la costa	140 km
Tipo de Facilidad utilizada	Tubería submarina

Fuente: CARCARGNO Gabriel. CASTIÑEIRES Tomas. First Fas field developd using exclusively dope-free casing and tubing connections – statoil snohvit SPE/IADCC Drilling Conference 2007

- **Campo Gjoa**

Proyecto que cubre los campos satélites Vega y vega sur descubiertos en 1982 y 1987 respectivamente, iniciaron su producción en 2010 con una lámina de agua promedio de 1254, por lo cual se instaló una plataforma semisumergible.

Tabla 24. Características Campo Gjoa (Vega-Vega Sur)

Campo Gjoa (Vega-Vega Sur)	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 61° 19' 56.51 " N Longitud 3° 53' 48.55 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1982/2010
Reservas probadas	1,6 Tcf
Cantidad de pozos	-----
Lámina de agua promedio	1254 ft
Distancia promedio a la costa	45 km
Tipo de Facilidad utilizada	Plataforma Semisumergible

Fuente: TATOIL Subseaiq, [em línea] disponible en:

<http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2010/Pages/08NovGjoeaStart.aspx>

SKAR Jan Ivar KOREN HALVORSEN Anne Marie Corrosion control in the Vega gas-condensate pipeline NACE International. 2010

- **Campo Asgard**

Proyecto gigante de Noruega que tiene dos facilidades de producción como lo son el Asgard FPSO (A) y Asgard Semisumergible (B), que se encargan de la producción total de los campos Asgard (gas/oil), Smorbukk (sur, norte) y Midgard productores de gas, la facilidad Asgard B es básicamente para el tratamiento del gas producido y Asgard A es para tratar el crudo, sus reservas conjuntas estimadas son de 8,2 Tcf de gas y 735 MMBO.

Tabla 25. Características Campo Asgard (Midgard-Smorbukk)

Campo Asgard (Midgard-Smorbukk)	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	65° 3' 51.90 " N---65° 6' 37.34 " N 6° 43' 38.80 " E---6° 47' 28.27 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1981-1985/2000
Reservas probadas	8,2 Tcf Gas- 735 MMBO
Cantidad de pozos	57 pozos – 17 plantillas
Lámina de agua promedio	885 ft- 1000 ft
Distancia promedio a la costa	200 km
Tipo de Facilidad utilizada	Plataforma semisumergible Asgard B FPSO

Fuente: DRETVIK Svein and BORNES Atle Harald Direct Heated Flowlines in the Asgard Field En Stavanger, Norway, June 17-22, 2001

- **Campo Norne**

Proyecto The Greater Norne área que cubre el desarrollo de los campos Norne, Alve y Urd. El campo Alve es una extensión del campo Norne, su producción se une a Norne mediante 16 km de tubería.

Tabla 26. Características Campo Alve - Norne

Campo Alve - Norne	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 66° 1' 38.30 " N Longitud 8° 5' 18.20 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1990/2009
Reservas probadas	240 Mcf de Gas – 8,3 MBbl condensado
Cantidad de pozos	-----
Lámina de agua promedio	1247 ft – Facilidad Norne
Distancia promedio a la costa	1400 km
Tipo de Facilidad utilizada	FPSO

Fuente: STATOIL Subseaiq, [em línea] disponible em:

<http://www.statoil.com/en/ouoperations/explorationprod/ncs/alve/pages/default.aspx> ,

RWECHUNGUR, R.; SUWARTADI E. DADASHPOUR M., KLEPPE J., FOSS B. The Norne Field Case – a unique comparative case study. Society of Petroleum Engineers 2010

- **Campo Kristin**

Campo operado por la compañía Statoil con una reservas probadas de 1500 Mcf de gas y 240 MMBbl de condensado, el yacimiento está ubicado a 15000 ft con presiones superiores a 900 bar y temperaturas de 170 grados Celsius, su producción inicio en el 2005 por medio de 12 pozos submarinos.

Tabla 27. Características Campo Kristin

Campo Kristin	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 64° 59' 38.24 " N Longitud 6° 33' 4.83 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1997/2005
Reservas probadas Gas	1500 Mcf
Reservas probadas de aceite-condensado	240 MBbl
Producción acumulada de gas	350 MMcf/d
Cantidad de pozos	12 pozos – 4 plantillas
Lámina de agua promedio	1221 ft
Distancia promedio a la costa	160 km
Tipo de Facilidad utilizada	Plataforma semisumergible

Tomado de SUBSEAIQ, Subsea System Design for the HPHT Kristin Field Development. Thermal and Pressure Loads, [en línea] disponible en: <http://www.statoil.com/en/ouoperations/explorationprod/ncs/kristin/pages/default.aspx>
HUNDSEID Jan, FLATEN Gunnar, FOSSUM Torbjørg Klar a Subsea System Design for the HPHT Kristin Field Development. Thermal and Pressure Loads, Offshore Technology Conference2004

- **Campo Snorre**

Proyecto que cubre el campo Snorre y los campos satélites Vigdis – Vigdis extension, Snorre fue descubierto en 1979 iniciando su producción en 1992 y actualizando sus reservas y producción en 1997 con el descubrimiento y acoplamiento de los campos satélites, las facilidades utilizadas Snorre A (plataforma TLP) y plataforma semisumergible.

Tabla 28. Campo Snorre – Vigdis Extension

Campo Snorre – Vigdis Extension	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	61°31'22.26"N---61° 26'57.61"N 2°12'45.2 "E---2°8'39.64"E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1979/1992
Reservas probadas de gas	210 Bcf
Reservas probadas de aceite	830 MMBbl
Producción acumulada de gas	530 Mcf
Cantidad de pozos	---
Lámina de agua promedio	984 ft – 1148 ft
Distancia promedio a la costa	150 km
Tipo de Facilidad utilizada	Plataforma semisumergible & TLP

Fuente: GUNNARSSON B.E., CHRISTENSEN O.S., BRANDVOLL S.O., and S.H. Tonnessen Experiences With TFL in the Snorre Field, Society of Petroleum Engineers, Inc. 1994

- **Campo Troll**

Campo de Gas natural y de petróleo, ubicado al norte del sector noruego del mar del norte en profundidades de agua de más de 1.132 pies, se estiman reservas recuperables de 1,8 billones de metros cúbicos de gas natural y dos mil millones de barriles de petróleo. Es catalogado como uno de los campos más grandes en el mar del norte, operado por Statoil.²⁵

El desarrollo del campo se realiza por medio de 3 estructuras A, B y C. La plataforma A situada en una columna de agua de 1.115 pies, las plataformas B y C hacen parte de la segunda parte del desarrollo del campo y son estructuras semisumergibles enfocadas a la producción de petróleo con más de 120 pozos perforados.²⁶

²⁵ MARTINSEN O. R. Norske Shell. "Developing The Troll Project". Norway.

²⁶ POLLESTAD A., KNUTSEN T. Norsk Hydro ASA. "The Troll Environment". Offshore Technology Conference.

Tabla 29. Proyecto Troll

Proyecto Troll – Campos Fram-Troll	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	60°30"N
Año de descubrimiento/inicio de producción	1979/1995
Reservas probadas de gas	1,8 Bcm
Reservas probadas de aceite	2 MMBbl
Producción acumulada de gas	----
Cantidad de pozos	---
Lámina de agua promedio	1122 ft
Distancia promedio a la costa	80 km
Tipo de Facilidad utilizada	Plataforma fija

Fuente: GUNNARSSON B.E., CHRISTENSEN O.S., BRANDVOLL S.O., and S.H. Tonnessen Experiences With TFL in the Snorre Field, Society of Petroleum Engineers, Inc. 1994

- **Campo Skarv**

Operado por la empresa BP, este campo es producido por medio de un FPSO que reúne los campos Skarv e Idun, Skarv FPSO se encuentra a 210 km de la costa de Noruega y es producido desde el 2012.

Tabla 30. Características Campo Skarv

Campo Skarv	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 65° 41' 52.00 " N Longitud 7° 39' 3.91 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1998/2012
Reservas probadas de gas	170 Bcf
Reservas probadas de aceite	106 Mbo
Cantidad de pozos	16 pozos
Lámina de agua promedio	1148 ft – 1430 ft
Distancia promedio a la costa	210 km
Tipo de Facilidad utilizada	FPSO

Fuente: LANGFORD TE and SOLHJELL E, HAMPSON K, HONDEBRINK L Geotechnical design and installation of suction anchors for the skarv fpso, offshore Norway

- **Campo Heidrun**

Localizado en los bloques 6507/7 y 6507/8 con lámina de agua promedio de 1148, operado por la empresa Statoil este campo fue descubierto en 1985 por el pozo 6507/7-2 operado en ese momento por ConocoPhillips, su producción inició el 18 de octubre de 1995 con una rata de 200.000 Bopd.

Tabla 31. Características Campo Heidrun

Campo Heidrun	
Ubicación	Mar del norte - Noruega
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 65° 19' 33.00 " N Longitud 7° 19' 3.00 " E
Año de descubrimiento/inicio de producción	1985/1995
Producción acumulada de aceite	750 MMBbl
Cantidad de pozos	76 pozos
Lámina de agua promedio	1158 ft
Distancia promedio a la costa	175 km
Tipo de Facilidad utilizada	Plataforma TLP

Fuente: MITCHA J.L., Jr., MORRISON C.E., and DE OLIVEIRA J.G., The Heidrun Field - Development Overview, Offshore Technology Conference 1996

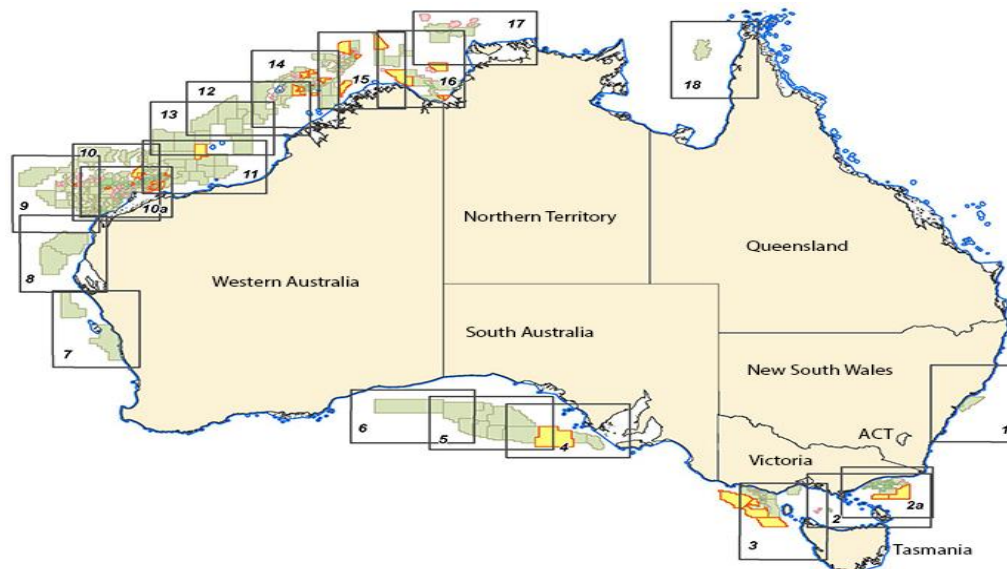
2.5 AUSTRALIA

Es uno de los pocos países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) que es exportador de hidrocarburos, Australia posee cantidades impresionantes de petróleo y gas natural, exporta aproximadamente dos tercios de su producción total, lo más importante y la razón por la cual fue escogido como una de la zonas de estudio para la investigación actual son sus importantes yacimientos de gas natural costa afuera que lo ubican en la quinta posición de

mayores exportadores de Gas Natural,²⁷ estudios realizados en el 2009 muestran reservas probadas de 30 Tcf de gas natural.

Según²⁸ Para la búsqueda de los campos offshore de Australia se acudió a la NOPTA (Administrador de Títulos Offshore Petróleo Nacional), una rama de la división de recursos del departamento de industria, innovación y ciencia de Australia, la cual produjo una serie de mapas en los que se muestran las actividades petroleras en alta mar, los cuales incluyen títulos, pozos, oleoductos, campos y áreas actualizadas anualmente.

Figura 14. Distribución de Cuencas off-shore en el Australia



Fuente: NOPTA Map list [en línea] disponible e: <http://www.nopta.gov.au/spatial-data/spatial-maps.html#map-list>

²⁷ THE STATISTICS PORTAL. Number of offshore rigs worldwide as of 2015, by region. [en línea] disponible en: <https://www.statista.com/statistics/279100/number-of-offshore-rigs-worldwide-by-region/>

²⁸ RIGZONE Australia [en línea] disponible en: <http://www.rigzone.com/jobs/countries/AU/australia.asp>

A continuación se realiza un escáner de los campos con producción de gas natural y se describirán solo aquellos que califiquen según los criterios de columna de agua promedio para ser tenido en cuenta en el presente proyecto.

Tabla 29. Campos de Gas natural, Australia

Proyecto	Operador	Lámina de agua (ft)
Gorgon LNG	Chevron	210-4462
Kipper Tuna	Exxonmobile	330
Wheatstone	Chevron	703
Ichthys	Inpex	924
Blacktip	Eni	165
Prelude	Shell	561
Casino-Henry	Santos	238
Bayu-Undan	ConocoPhillips	264
Evans Shoal	Shell	300
Libra	Shell	640
Laminaria-Corallina	Woodside Petroleum	1122
Spar	Apache	370
Macedon	BHP Billiton	594
Otway	Origin Energy	330

Fuente: NOPTA Map list [en línea] disponible e: <http://www.nopta.gov.au/spatial-data/spatial-maps.html#map-list>

Debido a que solo el proyecto Gorgon LNG sobrepasa el criterio de columna de agua mínima además se encuentra en etapa de desarrollo por tanto se procede a realizar la búsqueda de campos de petróleo con gas asociado los cuales también serán tenidos en cuenta.

Tabla 30. Campos de Petróleo con gas asociado, Australia

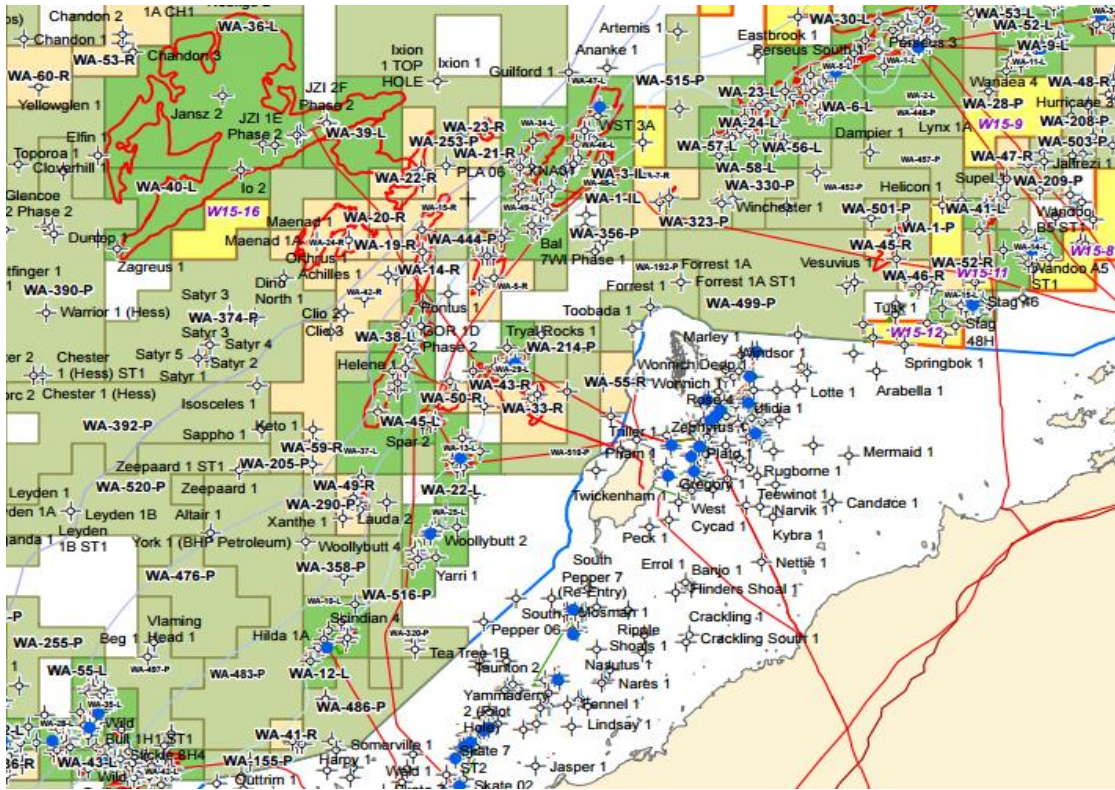
Proyecto	Operador	Lámina de agua (ft)
Pohokura	Shell	99
The Greater Van Gogh Area	Apache	1254
Montara	PTTEP	254
Stybarrow	BHP Billiton	2723
Pyrenees	BHP Billiton	693

Fuente: NOPTA Map list [en línea] disponible e: <http://www.nopta.gov.au/spatial-data/spatial-maps.html#map-list>

2.5.1 Cuenca Carnarvon

Cuenca Carnarvon ubicada más cerca de la costa Australiana, en esta zona se puede evidenciar una cantidad de campos de gas mayor que la zona anterior de esta misma cuenca, además se muestra una cantidad de pozos de petróleo más grande por su cercanía con la costa.

Figura 15. Localización y distribución de campos en la cuenca Carnarvon Norte



Fuente: NOPTA BasinsMap_10 [en línea] disponible en: http://www.nopta.gov.au/spatial-data/maps/BasinsMap_10.pdf.

- **Campo Gran Gorgon GNL**

Situado a 70-140 km de la costa occidental de Australia en la cuenca Carnarvon, incorpora una serie de campos de gas en aguas que van desde 700 ft a 4300 ft, posee reservas estimadas en 40 billones de pies cúbicos de gas y es operado por Chevron. Fue descubierto en el año 1981, incluye sub-campos como lo son:

- Chandon:** Descubierto en junio del 2006 con una lámina de agua de 3900 ft aproximadamente.
- Geryon:** Descubierto en septiembre de 1999 con una lámina de agua de 4066 ft aproximadamente.

- c. **Orthrus:** Descubierto en octubre de 1999 con una lámina de agua de 4462 ft aproximadamente.
- d. **Pontus:** Descubierto en julio del 2012 con una lámina de agua de 693 ft aproximadamente.
- e. **Satyr:** Descubierto en diciembre de 2009 con una lámina de agua de 3531 ft aproximadamente.

Lo anterior según actualizaciones realizadas en junio de 2015²⁹.

- **Proyecto Stybarrow-Campo Eskdale**

Campo con producción de petróleo y gas descubierto en el año 2003, ubicado en la sub-cuenca Exmouth, tiene como operadora la empresa BHP Billiton con una participación de 50%, la otra mitad de participación la tiene la empresa Woodside Energy. Tiene una lámina de agua promedio de 2723 ft, inició su producción en el año 2007.

Las producciones de este campo y el campo Stybarrow se unen en la facilidad de producción Stybarrow Venture FPSO, según informes realizados en 2012 este campo se encuentra en etapa de producción.

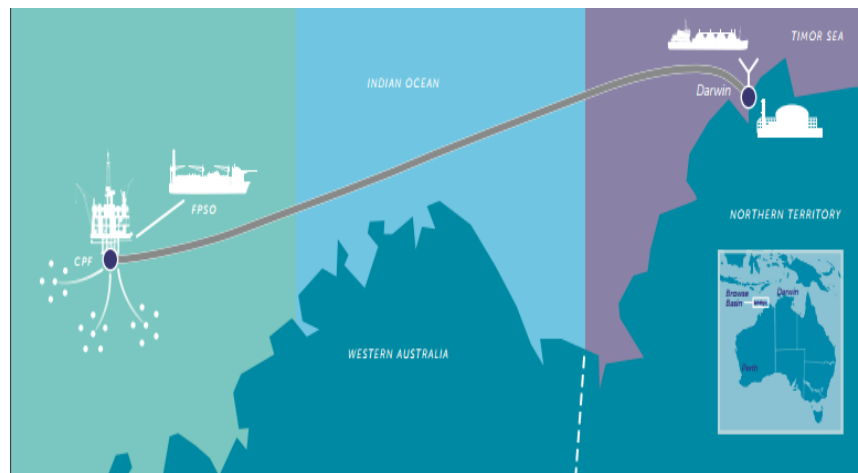
2.5.2 Cuenca Browse

Cuenca que cubre aproximadamente un área de 140.000 km², esta ubicada al noroeste de Australia. El proyecto principal en esta cuenca es Browse FLNG el cual implica el desarrollo de los campos Torosa, Calliance y Brecknock. El proyecto entró en etapa de ingeniería básica en junio de 2015, para finales del presente año se espera la decisión final de inversión, es operado por Woodside Energy con un 30,6%

²⁹ SUBSEAIQ [en línea] disponible en:
<http://www.subseaiq.com/Data/default.aspx?txt=j%u00fapiter+field>

2012. Se estiman unas reservas de 12,8 billones de pies cúbicos de gas y 527 MMb de condensado. Su construcción inició en el segundo trimestre del año 2012 las cuales contienen una línea submarina de 890 km la cual atraviesa las cuencas de Bonaparte y Carpentaria para establecer una conexión con instalaciones en tierra de Darwin y un FPSO flotante para almacenamiento y tratamiento de condensados.

Figura 17. Localización Proyecto Ichthys Australia



Fuente: INPEX, Ichthys project. [en línea] disponible en: <http://www.inpex.com.au/our-projects/ichthys-lng-project/>

2.5.3 Decisión final Australia

Según la investigación realizada en alta mar de Australia podemos concluir que muchos campos que se encuentran en etapa de desarrollo podrían ser aptos para incluirlos en el estudio tales como lo son Ichthys, Proyecto Gorgon LNG, Browse LNG.

Australia actualmente tiene una gran cantidad de proyectos en desarrollo, sin embargo teniendo en cuenta el criterio de columna de agua, se encontró apto el siguiente campo.

Tabla 31. Características Campo Eskdale

Campo Eskdale	
Ubicación	Cuenca Carnarvon-Subcuenca Exmouth
Coordenadas geográficas aproximadas	Latitud 21° 22' 51.68" Longitud 113° 49' 05.16"
Año de descubrimiento/inicio de producción	2003/2007
Capacidad de procesamiento FPSO	Oil: 80.000 bpd – Gas: 45 MMcfd
Producción acumulada de aceite	-----
Producción acumulada de gas	-----
Cantidad de pozos	6 productores – 4 inyectores
Lámina de agua promedio	2723 ft
Distancia promedio a la costa	65km
Tipo de Facilidad utilizada	FPSO

Fuente: BHP Billiton. Stybarrow Operation Environment Plan Summary Rev 4. 2010

2.6 DATOS OCEANOGRÁFICOS TABLA GENERAL

A continuación podremos observar los campos que fueron seleccionados para el presente estudio y sus respectivas características oceanográficas (dirección y velocidad del viento, periodo de ola, presión a nivel del mar, temperatura), las cuales fueron obtenidas por medio de la base de datos de la NOAA (Departamento de Administración Nacional de datos Oceanográficos y Atmosféricos de Estados Unidos de América).

Tabla 32. Condiciones oceanográficas zonas de análogas

CAMPO	CONDICIONES OCEANOGRAFICAS	
	DIRECCIÓN DE VIENTO (°)	VELOCIDAD DEL VIENTO(m/s)
Campo Skarv	163.2704403	52.05660377
Campo Ormen lange	242.5	23.793035
Campos Viosca Knoll	136.3636364	31.24078109
Campo Mississippi Canyon	178.3747999	22.43170286
Campo Green Canyon	137.7545249	24.9493701
Campo Garden Banks	160.2068966	25.05071722
Campo East Break	138.1948718	28.75130383
Campo Alaminos Canyon	121.4826312	31.95574934
Campo Roncador-Marlim	119.2857143	33.108146
Brasil-Campo Lula-Urugá	92.68292683	42.42280888
Campo Eskdale	136.4285714	45.712024

CONDICIONES OCEANOGRAFICAS		
VEL. VIENDO MAXIMA (m/s)	PERIODO DE OLA(seg)	PRESIÓN A NIVEL DEL MAR (milibares)
74.079936	6.083333333	1013.336814
72.02216	-----	1023.7625
39.612188	-----	1015.745455
41.15552	-----	-----
61.73328	5.788722826	-----
61.73328	-----	-----
66.87772	-----	1014.82655
92.59992	-----	-----
52.987732	5	1021.116883
100.31658	4.19047619	1022.063415
60.704392	5.5	-----

TEMPERATURA (°C)
13.6596875
13.98367347
22.88181818
27.60506777
30.9627907
30.07020564
29.23861202
28.3465832
23.44488889
23.9425
24.59

Mar del norte	
Golfo de México	
Brasil	
Australia	

Fuente: National Centers for Environmental Information, NESDIS, NOAA, U.S. Department of Commerce [en línea] disponible en: <http://www.ncdc.noaa.gov/cdo-web/datatools/marine>

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para la construcción de la matriz general la cual caracteriza los criterios de selección técnicos y estructurales para el diseño de los diferentes sistemas de producción para un yacimiento de petróleo con gas asociado, se hace necesario la descripción de estos parámetros según los estándares internacionales planteados por entidades tales como: API, Det Norske Veritas y Bereu Veritas, entre otras.

3.1. LÁMINA DE AGUA

Para la selección de la mejor propuesta técnica es necesario seleccionar una plataforma de producción off-shore con capacidad para trabajar en láminas de agua mayor de 2.211 pies, es decir, alrededor de 674 metros la cual es la característica

establecida por el pozo exploratorio Orca-1 principal fuente de información de la presente investigación e información análoga suministrada de la estructura Chuchupa. Además la plataforma planteada en la presente investigación debe permitir la producción y transporte de gas natural y aceite crudo hasta las costas de la Guajira colombiana ya sea por navíos aliviadores o por gasoductos. Cabe destacar, que durante el presente proyecto se escogió un filtro de columna de agua mayor de 1500 pies de profundidad debido a que se encontró en la literatura consultada poca información de campos de petróleo y gas asociado con un valor alrededor al de referencia.

3.2 CONDICIONES AMBIENTALES

Las características técnicas y geotécnicas de la región del norte de la Guajira colombiana posee diferentes informaciones a ser estudiadas, pero en la presente investigación se tomaron en cuenta los aspectos meteorológicos y oceanográficos como viento, onda y corrientes las cuales fueron especificadas durante el desarrollo del presente texto.

Datos medios de los alrededores de la Guajira Colombiana.

- ✓ Temperatura en el lecho marino: 6,31 °C.
- ✓ Temperatura en superficie: 28,2 °C.

Los criterios ambientales de supervivencia para los amarres permanentes se basan generalmente en un período de 100 años para el retorno de algún evento ambiental importante. Se conecta a este fenómeno como una onda de 100 años con vientos y corrientes asociadas u otros investigadores tomen el registro a partir de eventos extremos de vientos de 100 años con ondas y corrientes incorporadas. Por ejemplo, debido a la alta corriente presentada en zonas del mundo como el Golfo de México, Atlántico Norte y ciertas áreas de África occidental y del sudeste de Asia, este parámetro es tomado como el evento de control.

Para realizar un estudio más riguroso de medida de las condiciones ambientales que deben soportar algunos equipos presentes en extracción de hidrocarburos off-shore, se presenta el método de “*response-based analysis*” el cual consiste en un modelo matemático donde se recopilan datos de fenómenos extremos que abarcan muchos años; esto puede implicar miles de casos que pueden reportar condiciones cada 6h en determinado lugar. Las estadísticas de las respuestas se tabulan para determinar una estadística de respuesta de 100 años lo cual se determina como una respuesta con una probabilidad de 0,01 de superación en cualquier año durante el periodo de uso de la estructura. Cabe destacar, que este método no es considerado obligatorio en los estándares internacionales y aún no ha sido especificado por los propietarios de las plataformas, pero la DNV off-shore recomienda determinar un periodo de respuesta de 100 años basados en datos oceanográficos recopilados y así seleccionar el sistema que responda de mejor manera a las peores condiciones³⁰; la aplicación de este método en el presente proyecto no se pudo realizar ya que la información oceanográfica presente de la zona proporcionada por entidades oficiales como el “*Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo*” no era suficiente para crear un modelo matemático que proporcionara la estadística de fenómeno extremo que se podría desarrollar en un periodo de 100 años, por esto, se incluye como recomendación al final del presente libro.

3.3 PRODUCCIÓN

La información sobre la producción prevista para el bloque Tayrona aún no se ha determinado ya que después de su hallazgo en el año 2015, se prosiguió con estudios más específicos y sofisticados que permitieran establecer la comercialidad

³⁰ CHAKRABARTI Subrata K. Handbook of offshore engineering. Volumen 2. Capítulo 8. 2005.

de dicho yacimiento. Es por esto, que solo se determinó por parte del gobierno colombiano que el 15% de la producción potencial está en el “Caribe Off-shore³¹”

Entendiendo la viabilidad de producir aceite y gas en el área del Bloque Tayrona, es necesario implementar equipos con capacidad de procesamiento como:

- a. Lanzadores y recibidores de PIG.
- b. Cabezales de producción.
- c. Calentadores.
- d. Calentadores de producción.
- e. Separadores de producción.
- f. Tratadores térmicos.
- g. Safety gas.
- h. Compresores.
- i. Torres de deshidratación, TEG.

3.4 COMPLETAMIENTO

El completamiento seco en las costas colombianas es una opción bastante atractiva tanto desde una perspectiva técnica como económica pues ella hace el mantenimiento y control del pozo sea más fácil y rápida. Como característica general, se puede determinar que para *risers* flexibles se relacionan los arboles húmedos y *riser* rígido casi siempre se cumple la condición de un árbol seco³². La DNV define, que la norma DNVGL-ST-0035:2014-08 es aplicable para el diseño y fabricación equipos submarinos, tales como equipos submarinos de pozos y árboles de navidad, sistemas de control de producción submarinos y otras estructuras

³¹ DINERO. Las zonas que podrían salvar a Colombia de la falta de gas [en línea] disponible en: <http://www.dinero.com/pais/articulo/las-zonas-que-podrian-salvar-a-colombia-de-la-falta-de-gas/231798>

³² CHAKRABARTI Subrata K. Handbook of offshore engineering. Volumen 2. Capítulo 9. 2005.

submarinas y conectores, definidos en las correspondientes normas de la serie ISO 13628³³.

En la Tabla 33 se presenta un cuadro comparativo entre los dos tipos de árboles de navidad que puede ser escogidos para el sistema de producción que se emplearía en la zona lo cual permitirá tener mayor claridad a la hora de la propuesta técnica planteada.

Tabla 33. Diferencias técnicas entre árbol seco y húmedo.

CARÁCTERÍSTICA	ÁRBOL HÚMEDO	ÁRBOL SECO
Gastos de perforación	Alto, requiere MODU	Bajo, perforar directamente.
CAPEX (Facilidades)	Bajo, casco más pequeño, más simple.	Alto, casco más grande y complejo.
Flexibilidad en el desarrollo	Impacto mínimo en la flotación.	Restringido a la capacidad del casco.
TTR/Interfase flotante	N.A.	Complejas.
SCR/ Interfase flotante	Tradicional	Tradicional
Estructura: Casco y parte superior	Tradicional	Más complejo, depende del tipo de estructura.
Trabajo en el mar/ flexibilidad	Menos esfuerzo.	Puede ser necesario levantar objetos pesados
Aseguramiento del flujo	Trayectos de flujo potencialmente largos.	Trayectoria de flujo más corta.
Seguridad (Localización del cierre)	Fondo marino.	En el sistema flotante, cerca al personal.
Acceso al yacimiento	Requiere MODU, más costos.	Menores costos de intervención y mayor potencial en la gestión de yacimientos.
Costo de desarrollo	Alto, requiere MODU.	Menos costoso.

³³ Det Norske Veritas. STANDARD DNVGL-ST-0035:2014-08 Subsea equipment and components. Sección 1. [en línea] Disponible en: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2014-08/DNVGL-ST-0035.pdf>

Fuente: LU Jenny. Ultra-Deepwater Dry Tree System for Drilling and Production in the Gulf of Mexico Phase 1, Final Presentation. RPSEA. 2014 [en línea] disponible en: http://www.rpsea.org/media/files/project/ed3ccee8/10121-4405-02-PR-UDW_Dry_Tree_System_Drilling_Production_GOM-09-17-14.pdf

3.5 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

La distancia entre el campo y la costa norte de Colombia es de 40 kilómetros y por tierra hasta la estación de Ballena aproximadamente 170 kilómetros, estos datos son de gran importancia ya que permitirán determinar la viabilidad técnica y económica de la construcción de oleoductos y gasoductos; la existencia de una línea nacional de transporte de gas cercana al lugar de interés hace tentativa la idea de realizar la conexión para así distribuir el gas al territorio nacional por la misma línea ya construida llegado el caso de que el hidrocarburo producido no sea para exportación. Es por esto, que se hace necesario determinar si el gas explotado en el Bloque Tayrona tendrá como destino final el consumo interno en Colombia o si se dispondrá para exportación para así dar la mejor recomendación en cuanto a las facilidades requeridas en la zona.

Si tomáramos en cuenta las características de las líneas de transferencia de la plataforma Chuchupa, podemos determinar que estas son de 24" con una longitud de 17,7 kilómetros lo cual representa casi la mitad del recorrido que debería tener el gasoducto de transporte desde Orca-1 hasta solo la costa norte. El caso de Chuchupa no representa las características del yacimiento en cuestión, pero teniendo en cuenta la poca información existente sobre el tema en Colombia, se toma este caso como un ejemplo análogo para futuras determinaciones.

Finalmente, escoger correctamente el tipo de embarcación que transportará la planta de procesos hasta el local de instalación es de gran importancia para dar a la estructura un asentamiento estable y con la localización precisa. Algunos factores que deciden la escogencia del tipo de embarcación se mencionan a continuación:

- Local de construcción de la planta de procesos.
- Local de asentamiento de los buques. (convés)
- Tipo de plataforma a ser transportada.

Existen dos tipos de embarcaciones que puede hacer la operación de asentamiento por flotadores, una embarcación o un navío semi-sumergible heavy lift. (Figura 18)

Figura 18. Diferencias presentadas entre transporte por navío y barcaza.

	Navio	Barcaça
Estabilidade	Estável em todos os modos de operação	A estabilidade tem que ser verificada durante o transporte.
Acesso a embarcação	Constante por prancha, escada ou guindaste.	Depende das condições de tempo e da capacidade da embarcação miúda do rebocador.
Apoio	Projetado para apoiar toda equipe da embarcação transportada.	Apoio limitado a parte da equipe.
Custo	Mais caro, porém possui um tempo de contrato menor.	Mais barato por dia de contrato, porém o contrato é mais longo.
Seguro/Risco	Devido à maior segurança, o seguro é relativamente baixo.	Pode custar uma parcela significativa do preço do reboque.
Velocidade	Boa velocidade, pois foi projetado para navegar em mar aberto.	Bastante lento.
Risco	Com uma boa amarração, os riscos são mínimos.	Os riscos são grandes, inerentes à existência de duas unidades (rebocador e barcaça) e o aparelho de reboque.

Fuente: OLIVEIRA DE AMORIM, TAILAND. Plataformas offshore, uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro universitário estadual da zona oeste, Rio de Janeiro. 2010.

3.6 FIJACIÓN AL SUELO MARINO Y RADIO DE AMARRE

El radio de amarre tendrá variaciones dependiendo de la plataforma que va a ser utilizada, la más favorable para el sistema de producción e un radio restringido y pequeño para asegurar su buen funcionamiento; otro facto del que depende el radio de amarre y la fijación de la plataforma es el precio, como todo en una evaluación

técnica económica, la mejor relación de costo-beneficio debería ser seleccionada. El tipo ideal de fijación al suelo marino debe ser con amarres de poliéster del tipo Spread Moored o Turret Moorde.

3.7 TIPO DE RISER

El tipo de *riser* depende básicamente de los costos y de la profundidad debido a que para una lámina de agua de 2.200 pies no puede ser en su totalidad flexible, pero si se puede instalar un *riser* híbrido para formar una catenaria si es necesario por las condiciones ambientales y de corrientes que debe soportar la plataforma.

Por lo anterior, se debe tener en cuenta los siguientes criterios para la determinación del tipo de *riser*:

- Verificación del colapso para definir el espesor mínimo: se considera que a partir de las presiones actuantes (interna y externa) puede obtenerse los esfuerzos que la línea está sufriendo. En el caso de las líneas flexibles se debe hacer una verificación del colapso considerando las presiones y esfuerzos durante la instalación.
- Viabilidad de la instalación: Considerando situaciones ambientales moderadas y definición de la ventana de operación.
- Análisis de interferencia: en el caso de tener un sistema compuesto de varias líneas, se debe hacer un análisis del cruce de estas líneas con el objetivo de prevenir choques.
- Vibraciones en el *riser*: las corrientes marinas pueden inducir desprendimientos periódicos de vórtices en la superficie del *riser* por lo cual se debe realizar un análisis de fatiga de la estructura para evitar futuras rupturas.
- Fatiga debido a las ondas y movimientos fluctuantes.

4. PROPUESTA TÉCNICA

4.1 MATRIZ GENERAL

Caracterización técnica del área de interés (Bloque Tayrona)

El yacimiento de gas natural ubicado al norte de la costa de la Guajira a 40 kilómetros mar adentro, el cual es constituido como el primer hallazgo de hidrocarburos en agua profundas en territorio colombiano. Tomando como base de información lo encontrado durante la perforación del pozo exploratorio Orca-1³⁴, la columna de agua establecida como filtro principal para la selección de la propuesta a partir de una matriz que contiene información técnica y estructural de las plataformas utilizadas actualmente alrededor del mundo.

A continuación se presenta la matriz general de los criterios técnicos y estructurales de las diferentes plataformas marítimas a tener en cuenta para la selección final de la propuesta técnica objetivo de la presente investigación. Los ítems descritos en la matriz se describieron según la literatura encontrada y datos proporcionados por docentes de la Escuela Politécnica de la Universidad de São Paulo, Brasil los cuales manejan una base de información amplia respecto al tema. Cabe destacar que algunas estructuras no fueron tenidas en cuenta ya que no se contaba con la información necesario para tener una base teórica fuerte y algunas otras no pasaban el principal filtro del trabajo el cual es la lámina de agua mayor o igual a 1500 pies.

³⁴ ECOPETROL. Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del caribe colombiano. [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>

Tabla 34. Características técnicas y estructurales

TIPO DE ESTRUCTURA	LAMINA DE ÁGUA	CONDICIONES AMBIENTALES	ALMACENAMIENTO	COMPLETAMIENTO	SISTEMA DE ALIVIO
JAQUETA	<1300 ft	NA	NA	NA	NA
GRAVEDAD	<985 ft	NA	NA	NA	NA
TENSION LEG PLATAFORM (TLP)	<3600 ft	ESTABLE	MEDIO	SECO	DUCTOS O NAVÍO ALIVIADOR
MONOCOLUMNA	<3600 ft	ESTABLE	ALTO	SECO/MOJADO	DUCTOS O NAVÍO ALIVIADOR
SPAR	<7800 ft	ESTABLE	MEDIO	SECO	NAVÍO ALIVIADOR
TRUSS-SPAR	<9842 ft	MUY ESTABLE	MEDIO	SECO/MOJADO	NAVÍO ALIVIADOR
FPSO	<11000 ft	ESTABLE	ALTO SIN ALMACENAMIENTO DE GAS	MOJADO	NAVÍO ALIVIADOR
MonoBr	<10800 ft	MUY ESTABLE	ALTO	SECO/MOJADO	DUCTOS O NAVÍO ALIVIADOR
SEMI SUMERGIBLE	<7550 ft	MUY ESTABLE	SIN	MOJADO	DUCTOS O NAVÍO ALIVIADOR

TIPO DE RISER	RADIO DE AMARRE	TIEMPO DE CONTRUCCIÓN	ZONAS DE ESTUDIO DONDE SE EMPLEAN	PATIO DE FABRICACIÓN
NA	NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA	NA
RIGIDO	PEQUEÑO	3-4 AÑOS	GOLFO DE MÉXICO, MAR DEL NORTE	USA Y ASIA
FLEXIBLE/RIGIDO	MEDIO	3 AÑOS	GOLFO DE MÉXICO	ASIA
RIGIDO	PEQUEÑO	2 AÑOS	GOLFO DE MÉXICO	MEXICO Y EUROPA
RIGIDO VERTICAL	MÉDIO	2 AÑOS	GOLFO DE MÉXICO	MEXICO Y EUROPA
FLEXIBLE	MEDIO	2-4 AÑOS	BRASIL, GOLFO DE MEXICO Y MAR DEL NORTE	ASIA
FLEXIBLE/RIGIDO	MEDIO	3 AÑOS	BRASIL (EST)	BRASIL
FLEXIBLE	GRANDE	3-4 AÑOS	BRASIL, MAR DEL NORTE	USA Y ASIA

Fuente: NAVAS Sergio Andrés y MONROY María Catalina. Base De Datos: Projeto de Sistemas Oceânico de Produção, 2015 [en línea] disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1503/Tesis.pdf?sequence=1>

4.2 MATRIZ DE PESO

En la matriz de peso los autores atribuyeron valores a todos los comportamientos descritos en cada criterio planteado en la matriz general para que ellos pueda ser medidos y comparados en una base numérica común. En este caso, se

escogieron valores de 1 a 5 siendo este último el mejor valor que pueda obtener algunas características. Cabe destacar que en algunos casos existen apenas existen dos o tres comportamientos por lo cual estos rasgos pueden compartir dos calificación pero se tendrá en cuenta el valor más alto.

Tabla 35. Matriz de peso

Peso	LAMINA DE ÁGUA	CONDICIONES AMBIENTALES	ALMACENAMIENTO	COMPLETAMIENTO	SISTEMA DE ALIVIO
1	<1000	INESTABLE	ALTO	MOJADO	NAVÍO ALIVIADOR
2	1000 ft - 1500ft	POCO ESTABLE			
3	1500 ft - 2000ft		MEDIO	SECO/MOJADO	DUCTOS O NAVÍO ALIVIADOR
4	>3000ft	ESTABLE	POCO	SECO	DUCTOS MARÍTIMOS
5	2000 ft -3000 ft	MUY ESTABLE	SIN		

TIPO DE RISER	RADIO DE AMARRE	TIEMPO DE CONTRUCCIÓN	ZONAS DE ESTUDIO DONDE SE EMPLEAN	PATIO DE FABRICACIÓN
RÍGIDO	GRANDE	5 AÑOS	MAR DEL NORTE/ AUSTRALIA	EUROPA
		4 AÑOS		USA
FLEXIBLE/RIGIDO	MEDIO	3 AÑOS	BRASIL	BRASIL
FLEXIBLE	PEQUEÑO	2 AÑOS		GOLFO DE MÉXICO
		1 AÑO	ASIA	

4.3 MATRIZ DE DECISIÓN

La matriz descrita a continuación se crea con el fin de generar una calificación a las distintas estructuras de producción off-shore tenidas en cuenta durante la investigación respecto a los requerimientos estructurales y técnicos que presenta el área del Bloque Tayrona entre ellas lámina de agua, almacenamiento, tipo de *riser*, zona de utilización en el mundo y demás ítems mencionados anteriormente; esta calificación se da bajo ciertas condiciones y recomendaciones que serán planteadas en la parte final del presente texto.

Tabla 36. Matriz de decisión

Tipo de estructura	Lamina de agua	Condiciones ambientales	Almacenamiento	Completamiento	Sistema de alivio
TENSION LEG PLATAFORM (TLP)	4	4	3	5	3
MONOCOLUMNA	5	4	2	3	3
SPAR	4	4	3	5	2
TRUSS-SPAR	4	5	3	3	2
FPSO	4	4	5	2	2
MonoBr	4	5	1	3	3
SEMI SUMERGIBLE	4	5	5	2	3

TIPO DE RISER	RADIO DE AMARRE	TIEMPO DE CONTRUCCIÓN	ZONAS DE ESTUDIO DONDE SE EMPLEAN	PATIO DE FABRICACIÓN	CALIFICACIÓN FINAL
2	5	2	5	5	38
3	3	3	5	5	36
2	5	4	5	4	38
2	3	4	5	4	35
5	3	3	5	5	38
3	3	3	4	3	32
5	2	4	4	5	39

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

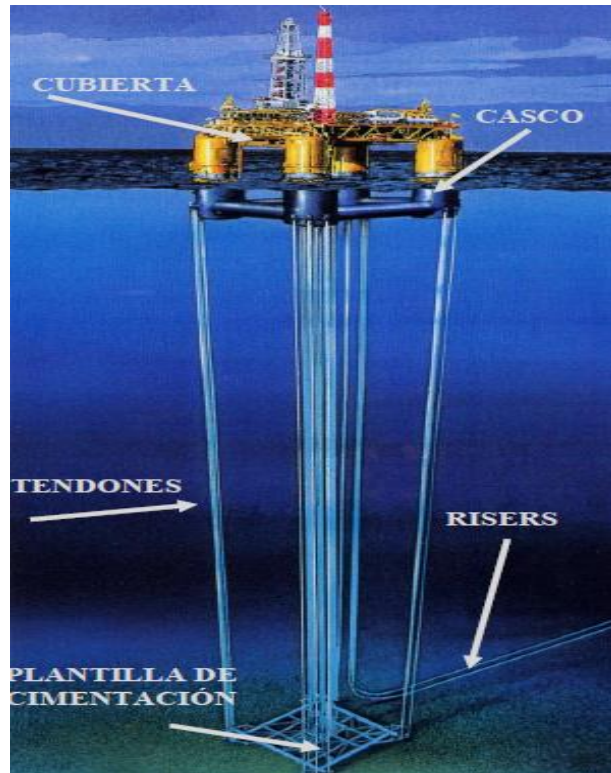
Después de escoger los factores más relevantes para el análisis técnico de las posibles plataformas para realizar una propuesta de desarrollo de un sistema de producción off-shore en el norte de la Guajira colombiana, además de estudiar las características oceanográficas y ambientales del campo en cuestión, así como de las zonas con mayor similitud al Bloque Tayrona; se realizó una ponderación de estos factores de manera cuantitativa y cualitativa donde debido a las características de viento, corrientes marítimas y temperatura se pudo determinar que la zona que comparte mayores analogías con nuestra zona de estudio es el Golfo de México debido a que la corriente marítima que influye en esta zona es la misma que concurre en las costas del norte de Colombia lo cual puede prever condiciones locativas muy parecidas. Cabe destacar que debido a la ubicación del Golfo de México y el constate flujo de vientos fríos del norte, allí se presentan mayores posibilidades de huracanes y tormentas las cuales son proyectadas para llevar a cabo la construcción de las plataformas capaces de soportar dichas condiciones. Por otra parte, esta área de interés presenta una temperatura ambiente promedio cercana a los valores obtenidos del área base lo cual lo hace más ideal para generar analogías entre las dos zonas.

Por otra parte, el análisis cuantitativo de la matriz de decisión arrojó que las estructuras con mejores características técnicas y estructurales son: TLP, Spar, FPSO y SemiSumergible; las tres primeras compartiendo la misma puntuación de un valor de 38 y la última no muy lejana con 39 puntos de peso. Lo anterior basándose en los valores determinados para cada característica en cuestión según los requerimientos locativos que presenta el Bloque Tayrona, además que en la zona escogida (Golfo de México) la cual presenta mayor semejanza con el norte colombiano se han desarrollado proyectos off-shore con algunos de estos sistemas por lo cual hace más confiable la escogencia de ellas.

A continuación, se expondrán algunas características importantes de las estructuras seleccionadas para dar mayor claridad en la decisión final.

4.4.1 Tension Leg Plataform

Figura 19. Principales componentes de una estructura tipo TLP.



Fuente: RODRIGUEZ RAMIREZ, María Azucena. Criterios de selección de sistemas flotantes de producción para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas”

La plataforma petrolera tipo Tension Leg Platform es una estructura flotante sujeta por medio de tendones verticales, los cuales están conectados y cimentados al lecho marino (Figura 19). La primera plataforma este tipo fue instalada en el año 1984 en el campo Hutton localizado en el Mar del Norte con una profundidad de 150 metros y en 1989 en el campo Jolliet en el Golfo de México. Las TLP es usada como sistema de producción con la capacidad de perforar pozos después de su instalación lo cual es un punto positivo para campos nuevos como es el caso del

área de estudio. Las cubiertas de estas plataformas cuentan generalmente con uno o dos niveles y son construidas por separado del casco para finalmente ser unidas ya sea en tierra o en mar abierto.

En una plataforma TLP pueden existir tres tipos de *risers*: de producción, perforación y de exportación/importación. Es de nuestro interés describir un poco mejor las características del *riser* de producción utilizada en esta estructura el cual es rígido tensionado en la parte superior (*top tensioned risers*). Estos *risers* están sujetos a corrientes constantes con variación intensa y flujo oscilatorio, debido a los bajos movimientos de este sistema se pueden utilizar *risers* en configuración catenaria de acero económico para árboles de producción submarina. El tipo de material utilizado para los *risers* es seleccionado considerando la flexibilidad requerida para compensar los movimientos del sistema, las cargas ambientales, la variación de la temperatura tanto del hidrocarburo producido como del ambiente marino, entre otros factores.

De forma general, las plataformas tipo TLPs han sido instaladas en diferentes partes de los océanos del mundo como el Golfo de México por la compañías como Shell y en agua del Mar del Norte alcanzando columnas de agua de operación de menos de 3600 pies como se describió en la matriz general³⁵.

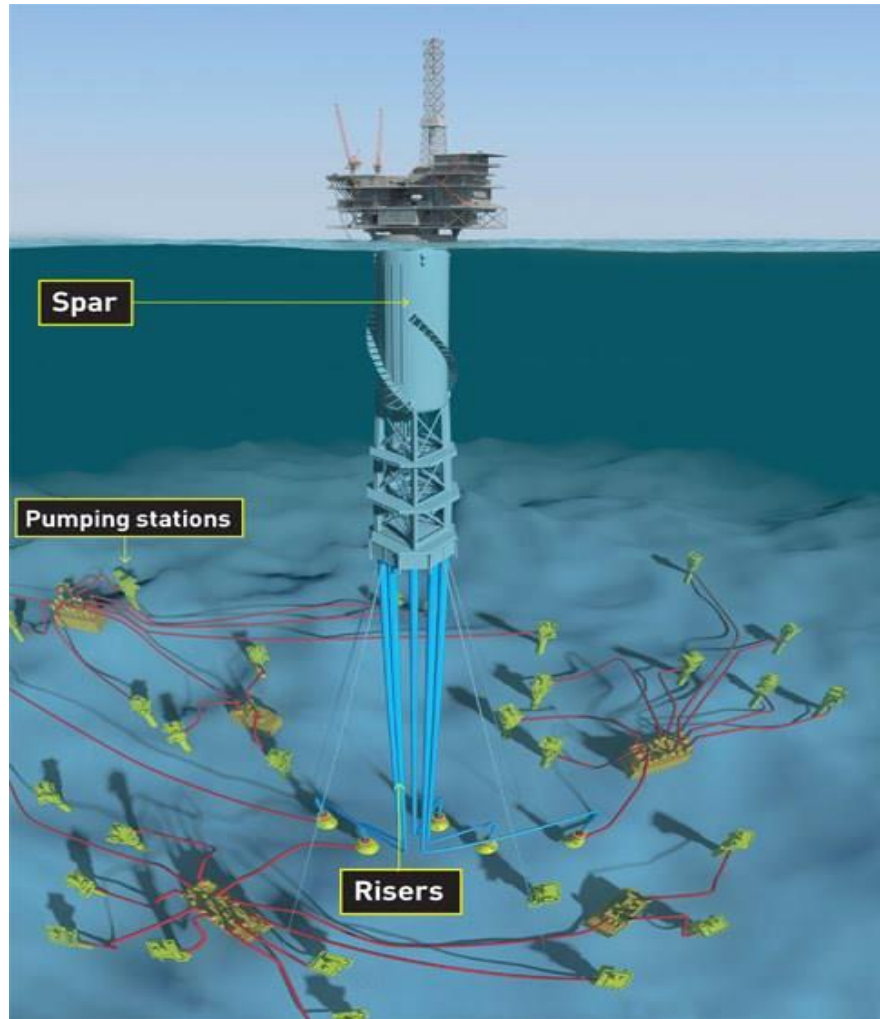
4.4.2 Spar

Estas estructuras flotantes tienen como función principal proporcionar apoyo para la perforación de pozos y la producción de hidrocarburos en aguas profundas (Figura 20). Las plataformas tipo Spar están constituidas por un casco de flotación en forma de cilindro vertical de gran diámetro que soporta la cubierta y sujeta por un sistema de líneas inclinadas en tensión distribuidas alrededor del casco con anclaje al lecho marino por medio de pilotes. La Spar actualmente es utilizada para

³⁵ RODRIGUEZ RAMIREZ, María Azucena. Criterios de selección de sistemas flotantes de producción para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas”

láminas de agua hasta de 900 metros aunque en los últimos años se han venido introduciendo modificaciones que permiten su uso a mayores profundidades.

Figura 20. Plataforma tipo Spar



Fuente: REFINEERING Petroleo y gas en agua profundas spar [en línea]
<https://refineering.wordpress.com/2014/05/24/petroleo-y-gas-en-agua-profundas-plataformas-spar/>

La plataforma Spar fue construida con el fin de disminuir la energía transmitida por efectos del mar al estar en dirección al oleaje del mismo lo cual redujo los requisitos estructurales y así dar mayor estabilidad a los trabajos que se realizaban en ella.

Existen otras configuraciones de la estructura tipo Spar como lo es la denominada Spar Truss la cual fue construida para el uso en aguas profundas donde no se requiera el almacenamiento de crudo ya que la sección media cilíndrica del diseño de la Spar convencional se reemplaza con un armazón y los niveles horizontales son sustituidos por estructuras de tipo armadura que forman una especie de platos. Estos platos de acero horizontales atrapan el agua en los movimientos verticales y estabilizan la masa de estructura vertical de una manera eficiente al mismo nivel como en el caso del sistema base.

A continuación, se presentan las principales ventajas de las plataformas Spar Truss respecto a la Spar convencional las cuales pueden ayudar esta opción como una posible propuesta para el desarrollo del Bloque Tayrona:

- La cantidad de acero utilizado en la plataforma Spar Truss es menor.
- Construcción más simple y económica.
- Menos áreas de arrastre lo cual reduce las cargas transmitidas al sistema de amarre.
- Se puede realizar inspecciones con maniobras fáciles en las partes bajas de la plataforma.
- Secciones más bajas no están sujetas a vibraciones inducidas por vórtices.

Ahora bien, cabe destacar que los *risers* de la plataforma tipo Spar son rígidos tensionados en su extremidad superior, estos generalmente están soportados por flotadores tipo lata (cans) lo cuales proveen flotación al equipo en su extremo superior en lugar de utilizar los tensionadores hidráulicos como en las TLPs. Por otra parte, las líneas de amarre conectan el casco flotante con el suelo marino con el fin de mantener la estructura en una posición en la cual tenga el menor movimiento posible. Comúnmente, estas líneas de amarre están compuestas por un tramo superior de cadena, otro tramo intermedio de cable de acero o poliéster y un tramo inferior nuevamente de cadena la cual se conectan a la cimentación que

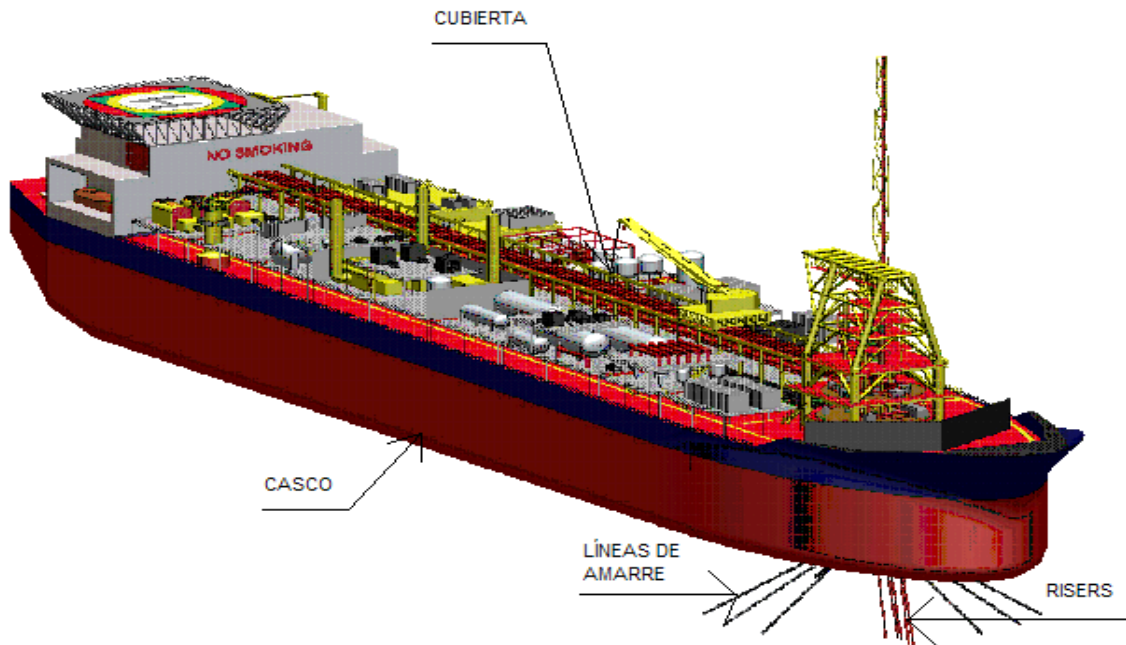
se encuentra en el lecho y la cual recibe todos los esfuerzos que transmite la plataforma provocados por los procesos metoceanicos a lo largo de la vida útil de la plataforma.

4.4.3 FPSO: Barco de producción, almacenamiento y descarga.

La estructura tipo FPSO es un buque acondicionado para desarrollar actividades de producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos. Esta plataforma es ideal para regiones sin infraestructura (plataformas y oleoductos) lo cual se refleja en campos en etapas de desarrollo tempranas y lejanos a la costa; además de esto, cuenta con grandes superficies para alojamiento de equipos y con amplia capacidad para soportar peso lo cual la convierte en una locación completa y a su vez costosa. Es importante destacar que los sistemas flotantes tipo FPSOs son los más complejos usados en aguas profundas ya que son capaces de procesar el crudo, almacenarlo y abastecer barcos o plataformas (Figura 21).

Estas estructuras flotantes cuentan con sistemas de *risers* flexibles, compuestos de acero rígido con una configuración flexible o fabricado por materiales flexibles, además de esto, cabe destacar que este tipo de plataforma por ser una unidad de producción, no está provista de una unidad de perforación por lo cual se requiere que los pozos sean pre-perforados traduciéndose en una desventaja para el área de estudio de la presente tesis.

Figura 21. Esquema estructura flotante tipo FPSO



Fuente: RODRIGUEZ RAMIREZ, María Asucena. Criterios de selección de sistemas flotantes de producción para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas”

El sistema de amarre que manejan las FPSO es a través de un solo punto donde las torretas pueden ser permanentes o desconectables, actualmente las más utilizadas son las últimas y diseñadas para permanecer en la locación adecuada ante el paso de tormentas tropicales o del invierno. El punto de amarre de las torretas al buque se puede encontrar en un extremo del buque o internamente dependiendo de las características determinadas por el diseñador del sistema. Al igual que las plataformas SemiSumergibles, las FPSOs están equipados con sistemas de posicionamiento dinámico, es decir, a partir de sensores acústicos, propulsores y computadoras lo cual mantienen la posición de la estructura si esta es movida por efectos del viento, oleaje y corrientes marinas.

4.4.4 Plataforma SemiSumergible

Figura 22. Scarabeo 9, plataforma SemiSumergible



Fuente: INFOLATAM Cuba coque de generación la scarabeo 9 y el embargo de 50 años [en línea] disponible en: <http://www.infolatam.com/2012/02/13/cuba-choque-de-generaciones-la-scarabeo-9-y-el-embargo-de-50-anos/>

Las plataformas SemiSumergibles son sistemas flotantes que al igual que las TLPSs son del tipo reticular, con un casco de flotación compuesto por pontones y columnas. Los pontones son elementos prismáticos horizontales sobre los cuales se apoyan las columnas que sostienen las cubiertas de trabajo (Figura 54).

Una plataforma de este tipo, sufre movimientos debido a la acción de las olas, corrientes y vientos, con la posibilidad de la existencia de colapso en algunos de sus equipos en los pozos; es por esto, que se hace necesario el posicionamiento de la estructura SemiSumergible en el lecho marino a través de un radio de amarre tolerable dictados por los equipos submarinos. La única desventaja de este sistema, es que no tienen la capacidad para almacenar el petróleo que se extrae, por lo que tienen que contar con buques-cisternas que realicen no solo está labor sino también el trabajo de transporte del hidrocarburo. Es de anotar, que la mayoría de las

plataformas SemiSumergibles se encuentra en Brasil y en el Mar del Norte con profundidades hasta de 2415 metros.

Finalmente, una característica importante de mencionar es el tipo de *riser* que maneja esta plataforma el cual es de tipo flexible y para el caso del uso en aguas profundas se manejan *risers* de acero en catenaria. Esto fue calificado con valor de peso importante ya que si el *riser* es flexible, las condiciones oceanográficas de la zona perturban en menor medida a la estructura.

4.5 PROPUESTA FINAL

Basados en los resultados cuantitativos y cualitativos obtenidos durante el desarrollo de la presente investigación los cuales determinaron que las plataformas tipo TLP, Spar, FPSO y SemiSumergible son las que cumplen en mayor medida los requerimientos técnicos, estructurales y oceanográficos de la zona del norte de la Guajira donde se pretende instalar un sistema de producción de gas off-shore; y después de analizar las ventajas y desventajas de cada estructura respecto a la locación del Bloque Tayrona, se determina que los sistemas TLP y Spar son los más adecuados para la producción de hidrocarburos en las costas colombianas, teniendo en cuenta factores importantes como: columna de agua alrededor de los 2211 pies, posible perforación de pozos después de la instalación de la plataforma, tiempo de construcción menor, buena estabilidad teniendo en cuenta que el Caribe colombiano no presenta fuertes tormentas y nivel de almacenamiento medio debido a que se recomienda instalar una línea de gasoducto dirigida a la estación Ballena para así aprovechar las instalaciones y facilidades ya existentes haciendo el proyecto económicamente tentativo para su desarrollo.

El sistema de amarre al lecho marino que maneja ambas plataformas se puede hacer en configuración catenaria con un radio pequeño lo cual dará mayor

estabilidad a la estructura; a su vez que el *riser* de producción de estas es rígido lo cual es apto para la extracción de hidrocarburos y genera disminución en los gastos de construcción de estas.

Por otra parte, se plantea la posibilidad de instalación de una estructura tipo Spar no convencional denominada Spar Truss la cual cuenta con características similares a su configuración normal pero es más económica al modificar el área de almacenamiento el cual en el caso del Bloque Tayrona no sería necesario ya que la localización de la zona de interés está cercana a la costa y se puede transportar el hidrocarburo de forma directa sin necesidad de almacenamiento mar adentro.

5. CONCLUSIONES

La caracterización oceanográfica de la zona en la cual se pretende desarrollar un proyecto de explotación de hidrocarburos off-shore es uno de los principales pasos que se deben realizar para determinar las condiciones ambientales que debe soportar la plataforma que se instalará en dicha locación, ya que dependiendo de dicha caracterización se establecerán las variaciones que se deben efectuar en las estructuras al momento de ser construidas para que no exista algún colapso durante la vida útil de ellas.

Al comparar las condiciones de viento en el área de estudio las cuales arrojaron un pico en la velocidad de viento de 13,94 m/s en el mes de febrero del 2015, respecto a los valores obtenidos de zonas como el Golfo de México, Brasil, Mar del Norte y Australia, que varían desde los 22,43 m/s hasta los 52,05 m/s en los últimos tres meses del año en curso; se observa una diferencia grande respecto a este criterio lo que permite concluir que las condiciones de viento en el norte de la Guajira son favorables para la instalación de plataformas con menores requerimientos estructurales para la contención de este factor.

El Golfo de México y la costa norte colombiana presentan similitudes locativas mayores respecto a las demás zonas de interés, debido que cuentan con la misma corriente oceánica aunque denominada de diferente forma (corriente del Golfo de México y corriente del Caribe) la cual cuenta con una capa superior de temperatura mayor que permite calentar el ambiente y obtener climas semejantes cuyos valores de térmicos se encuentran alrededor de los 28°C. Esto permite establecer otro criterio que se puede asociar a las características deseadas para presentar las analogías y hacer del Golfo de México la zona más cercana en cuanto a condiciones locativas respecto al Bloque Tayrona.

La identificación de zonas con similitud al Bloque Tayrona se determinó por medio de dos criterios específicos tenidos en cuenta en el filtro realizado, los cuales fueron: áreas con considerables láminas de agua y gran número de proyectos off-shore. Esto permitió reducir el rango de la investigación a determinadas zonas para así mejorar el enfoque del proyecto.

Las plataformas tipo TLP y Spar fueron escogidas como las estructuras que cumplen con gran parte de los requerimientos de desarrollo de un proyecto bajo las condiciones locativas del Bloque Tayrona. Esto se debe a que se encuentran dentro del rango de columna de agua para las que son diseñadas (alrededor de 2211 pies), así como condiciones de estabilidad buenas por lo que ambas estructuras tendrían un *riser* tipo rígido, ya que por la estabilidad que ofrecen estas plataformas no requieren que estas tuberías compensen el movimiento oscilatorio de las mismas, radio de amarre pequeño, tiempo de construcción medio, entre otras características evaluadas en tanto de forma cuantitativa como cualitativa. Cabe destacar que los sistemas pueden variar en su configuración como sería el caso de escoger la plataforma tipo Spar, ya que parte de la configuración ofrecida por la plataforma tipo Spar Truss cumple a mayor cabalidad con las especificaciones y su construcción puede ser más económica según lo planteado en el análisis de resultados.

6. RECOMENDACIONES

Realizar un estudio de viabilidad económica para el transporte de los fluidos producidos en la zona del Bloque Tayrona a la estación de compresión Ballena, teniendo en cuenta que las plataformas propuestas para el desarrollo del proyecto con llevan la construcción de líneas submarinas para la exportación de los hidrocarburos producidos. Además de así aprovechar las facilidades de superficie e infraestructura de distribución de gas natural con el que cuenta Colombia en el gasoducto Ballena-Barrancabermeja y Ballena-Cerromatoso

Establecer un vínculo entre la Universidad Industrial de Santander con instituciones o empresas que tengan acceso a bases de datos oceanográficos con el fin de promover los estudios de las zonas off-shore en Colombia y el mundo.

Se hace necesario la ampliación de los datos oceanográficos expuestos en la tesis ya que para el desarrollo de un proyecto de explotación de yacimientos localizados costa fuera es de vital importancia obtener un registro histórico de las variaciones ambientales en la zona de estudio, debido a que la ocurrencia de fenómenos naturales anormales como huracanes y tormentas se presentan con cierto periodo de frecuencia los cuales se verán representados en los datos como picos de velocidad de viento, altura de la onda y corrientes más fuertes. Este estudio se realiza a partir de análisis estadísticos que permiten determinar con mayor precisión las condiciones que debe soportar la plataforma durante su vida útil.

Es esencial realizar un estudio económico de la construcción, transporte e instalación de las estructuras tipo TLP y Spar que fueron escogidas como los sistemas con mayor viabilidad técnica para la producción de gas natural ubicado en el Bloque Tayrona; esto para dar mayor solides a la propuesta planteada.

BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute, API. Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures. 2005.

BELL John, HOLMES John, SCHOELENWEST
<http://www.onrr.gov/ReportPay/PDFDocs/Gulf%20Metering%20Systems.pdf> John
Cameron Block 180 Field: West Cameron Area Offshore Cameron Parish, Louisiana
[en línea] disponible en:
<http://archives.datapages.com/data/lafayette/data/001/001005/0006.htm>

BN AMERICAS Bloque tayrona bloque Tayrona [en línea] disponible en:
<http://www.bnamericas.com/project-profile/es/bloque-tayrona-bloque-tayrona>

BP Statistical Review of World Energy. Production and consumption Natural Gas, June 2016

BRASIL Petrobras inicia produção no campo de uruguá na bacia de Santos [en línea] disponible en: <http://www.brasil.gov.br/governo/2010/07/petrobras-inicia-producao-no-campo-de-urugua-na-bacia-de-santos>

CHAKRABARTI Subrata K. Handbook of offshore engineering. Volumen 2, 2005.

Det Norske Veritas. STANDARD DNVGL-ST-0035:2014-08 Subsea equipment and components. Sección 1. [en línea] Disponible en:
<https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2014-08/DNVGL-ST-0035.pdf>

ECOLOGIA HOY Mar del norte [en línea] disponible en:
<http://www.ecologiahoy.com/mar-del-norte>

ECURED Golfo de México [en línea] disponible en:
https://www.ecured.cu/Golfo_de_M%C3%A9xico

EL FINANCIERO Arrendamiento de plataformas petroleras [en línea] disponible en:
<http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/arrendamiento-de-plataformas-petroleras-vale-14-mil-mdd.html>

ENERGY XXI South Pass [en línea] disponible en: <http://www.energyxxi.com/our-operations/operation-overview/south-pass/>

ENERGY XXI West Delta 73 [en línea] disponible en: <http://www.energyxxi.com/our-operations/operation-overview/west-delta/>

FACTPAGES General information [en línea] disponible en:
<http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=licence&nav2=PageView%7cAll&nav3=22484>

GCAGS Petty and eliott [en línea] disponible en:
http://www.gcags.org/exploreanddiscover/2016/00033_petty_and_elliott.pdf

GEOGRAPHIC Green Canyon [en línea] disponible en:
http://www.geographic.org/geographic_names/name.php?uni=-238382&fid=6444&c=undersea_features

GEOLOGICAL SURVEY OF VICTORIA [en línea] disponible en:
<http://geology.data.vic.gov.au/energy/well/gippslandoffshoredevelwells.htm>

GEOSCIENCE AUSTRALIA Oil and Gas Resources Of Australia 2013 [en línea] disponible en: http://www.ga.gov.au/webtemp/image_cache/GA6111.pdf

MARINE REGIONS Marine Gazetteer Placedetails [en línea] disponible en:
<http://www.marineregions.org/gazetteer.php?p=details&id=7853>

NATIONAL CENTERS FOR ENVIRONMENTAL INFORMATION, NESDIS, NOAA, U.S. Department of Commerce [en línea] disponible en:
<http://www.ncdc.noaa.gov/cdo-web/datatools/marine>

OFFSHORE-TECNOLOGY. Type platforms. [en línea] [citado el 10 de febrero 2016] disponible en:
<http://www.offshore-technology.com/projects/shtokman/shtokman2.html>.

OLD CIVILIZATIONS La corriente del golfo y su influencia en el clima y la historia del océano Atlántico [en línea] disponible en:
<https://oldcivilizations.wordpress.com/2015/08/27/la-corriente-del-golfo-y-su-influencia-en-el-clima-y-la-historia-del-oceano-atlantico/>

OLIVEIRA DE AMORIM, TAILAND. Plataformas offshore, uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro universitário estadual da zona oeste, Rio de Janeiro. 2010.

ONRR Gulf Metering Systems [en línea] disponible en:
<http://www.onrr.gov/ReportPay/PDFDocs/Gulf%20Metering%20Systems.pdf>
OTC 7526 Deepwater Satellite Subsea Development in Mississippi Canyon

PETROBRAS Bacia de campos [en línea] disponible en:
<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.htm>

PETROBRAS Bacia de Santos [en línea] disponible en:
<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.htm>

PETROBRAS Exploracao e producao de petróleo e gas [en línea] disponible en:
<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>

PETROLEOETC Sistema piloto de tupoi recebe orimeira plataforma [en línea] disponible en: <http://www.petroleoetc.com.br/pre-sal/sistema-piloto-de-tupi-recebe-primeira-plataforma/>

POSEIDON OIL [en línea] disponible en: <http://www.poseidonoil.com/>

QGEP Bacia de Santos [en línea] disponible en:
<http://www.qgеп.com.br/static/ptb/bacia-de-santos.asp?idioma=ptb>

RIGZONE Australia [en línea] disponible en:
<http://www.rigzone.com/jobs/countries/AU/australia.asp>

RIVERA N., MEZA N.S., KIM J.S., CLARK P.A., GARBER R., FAJARDO A., PEÑA V. Static and Dynamic Uncertainty Management for Probabilistic Production Forecast in Chuchupa Field, Colombia. SPE International.

RODRIGUEZ RAMIREZ, María Azucena. Criterios de selección de sistemas flotantes de producción para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas”

SARATOGA RESOURCES [en línea] disponible en:
<http://www.saratogaresources.com/operations/main-pass-breton-sound/>

SEARCHAND DISCOVERY Eugene Island [en línea] disponible en:
<http://www.searchanddiscovery.com/documents/97015/eugene.htm>

SUBSE AIQ Offshore Field Development Projects [en línea] disponible en:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=125

SUBSEAIQ [en línea] disponible en:
<http://www.subseaiq.com/Data/default.aspx?txt=j%u00fapiter+field>

SUBSEAIQ Scarborough [en línea] disponible en:
http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=1472&AspxAutoDetectCookieSupport=1