

**MATRIZ DE DECISIÓN PARA EVALUAR TÉCNICAMENTE SISTEMAS DE  
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS COSTA AFUERA**

**JOSE ANDRÉS COTES MENDOZA**

**MAIRA LIZETH RIOS SAAVEDRA**

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

**2018**

**MATRIZ DE DECISIÓN PARA EVALUAR TÉCNICAMENTE SISTEMAS DE  
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS COSTA AFUERA**

**JOSE ANDRÉS COTES MENDOZA  
MAIRA LIZETH RIOS SAAVEDRA**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO DE  
PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO  
DOCTORA EN INGENIERA QUÍMICA**

**CODIRECTOR  
BERNARDO RODRIGUES DE ANDRADE  
DOCTOR EN INGENIERIA NAVAL**

**CODIRECTOR  
CARLOS ALFONSO MANTILLA DUARTE  
DOCTOR EN ESTADÍSTICA APLICADA**

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

**2018**

## DEDICATORIA

A Dios  
Todopoderoso y Omnipotente, quien me ha permitido llegar a este punto de mi vida,  
brindándome salud y prosperidad. A ti todo el poder, el honor y la honra.

A Darcy Luz, mi mamá,  
porque eres mi mayor motivación, mi orgullo, mi admiración y mi fortaleza. Gracias por tu  
apoyo incondicional, tu inquebrantable y absoluta compañía en cada instante de mi vida,  
por tu ayuda constante, por brindarme tu ejemplo de lucha y fortaleza. Pero sobre todo  
gracias por tu inmenso amor.

A José Cotes, pá,  
por ser mi mayor ejemplo de persistencia, firmeza, responsabilidad y compromiso.  
Gracias por todos tus consejos, por brindarme tu sabiduría y experiencia siempre. Gracias  
por darme la oportunidad de crecimiento, por mostrarme tu apoyo y confianza en todo  
momento y por tu amor.

A mi familia: mis hermanos, Andrés David, Marianella y Sergio, quienes son mi inspiración  
y motivación para dar todo de mí y llegar a ser un gran ejemplo para ellos. A mis abuelos  
Poncho, Marque y Chala, por mostrarme su valioso apoyo, su plena confianza y su amor,  
y a mis tíos, primos y "sobrinos" que siempre me han manifestado su respaldo y han  
tenido palabras de aliento en los momentos que lo necesitaba.

A mis primo-hermanos Jorge, Jose y Cristian Cotes, a Line, Yeimy, Jessika, Mario, Juan,  
Tito y toda la "tropa del Swing", por una vida llena de buenos momentos y maravillosos  
recuerdos.

A mis amigos: "Los Amiguitos" (Diego Hernandez, Gabriel Pérez, Jaime Villalba) por ser  
durante esta etapa de vida, la compañía en los buenos y malos momentos, gracias por  
hacer de este camino más entretenido, sin ustedes esta lucha no habría sido igual.

A Katty, Kevin, Audrey, Pipe, Maria Angélica, Luijo, Jose F., a Ingenieros de petróleo  
2013 I, a LITHIUM 2012, y a todos los que estuvieron a mi lado en este gran paso, me  
apoyaron y nos acompañamos mutuamente en esta aventura, ustedes saben quiénes  
son.

"À Maira Rios, minha amiga e companheira de TCC, a fêmea dos "amiguinhos", por estar  
desde a primeira, até a última semana desta etapa, obrigado por me motivar a fazer a  
melhor experiência da minha vida, pelas todas as ficadas tarde na noite, estudos, risadas,  
bandejões, luaus, baladas, certanheiros, caipirinhas e funks. Nós fizemos menina, você é  
joia."

A TODOS, MIL GRACIAS!!!

Jose Andres Cotes Mendoza.

## DEDICATORIA

*En primer lugar, a Dios y la vida, por bendecirme día a día proporcionándome fortaleza, sabiduría, salud y amor para alcanzar todos mis sueños.*

*A mi madre, Yorlet, por ser una mujer fuerte, guerrera y ejemplar, que con su infinito amor logró formarnos con valores, principios, positivismo y amor por la vida. Por la confianza y el apoyo, y porque gracias a ella soy quién soy. ¡Gracias por todo, mami!*

*A mi padre, Jorge, por ser un padre ejemplar, por su apoyo incondicional, su amor y sus enseñanzas a través de experiencias de vida. Por despertar en mí el gusto por el aprendizaje, por viajar, por conocer cada vez más y ver las cosas un poco más allá.*

*A mi hermano y amigo, Andrés, por ser el mejor hermano del mundo, por cuidarme y querer lo mejor para mí, por enseñarme y aconsejarme cuando más lo necesito y por los momentos en los que más que hermanos hemos sido buenos amigos.*

*A mis segundas madres, la abuelita Irma y la tía Maricela, por brindarme tanto amor, por estar siempre pendientes, querer lo mejor para mí y por hacerme sentir que tengo más de un hogar. A mis ángeles, la mamita Flor y el abuelito Abelardo, porque, aunque no estén presentes, sé que siempre están a mi lado cuidándome y protegiéndome.*

*A mi Manuelito, por su valiosa compañía, por las largas charlas de la vida, del universo, de política, de naturaleza y hasta de cosas que no tienen sentido. Por enseñarme más de amor propio, de amor de pareja y de confianza en sí mismo, y por desear superar a mi lado las pruebas de la vida con amor. Y a Kira por ser la mejor hija del mundo y ser símbolo de nuestra relación.*

*A mis mejores amigos, Duban, Manuela y Ximena, por todos los momentos compartidos y la amistad incondicional durante todos estos años. En especial a Duban por querer protegerme, por escucharme, apoyarme y ser mi cofrecito de secretos.*

*A mis Amiguitos, Jose, Gabriel, Diego y Jaime, con los que he contado durante estos cinco años y sé que contaré toda la vida para compartir las chocoaventuras vividas, a través de un delicioso café, o generar nuevas, disfrutando de unas buenas cervezas.*

*A mi compañero de viaje, de aventuras y de tesis, Jose Andrés "Guajaro" por la compañía en estos años en la Universidad y en Brasil, por cuidar de mí cuando ni yo misma puedo hacerlo, por regañarme cuando lo merezco, por su paciencia y dedicación en este proyecto y por ser de los mejores amigos que la vida me ha presentado.*

*A mi familia y a Fede, Rafa, Serpa, Kevin, Cesítar, Darío, Prada y demás amigos que han sido compañía en la vida y durante mis estudios.*

**¡MUCHÍSIMAS GRACIAS A TODOS, LOS AMO CON TODO MI CORAZÓN!**

*Maira Lizeth Ríos Saavedra.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A nuestras familias por su amor, apoyo incondicional y motivación durante todos estos años. Todos nuestros logros son suyos.

A nuestros compañeros y amigos que hicieron parte de este proceso de crecimiento, por la compañía, consejos y todos los momentos compartidos durante esta etapa.

A la ingeniera Zuly Calderón por darnos su confianza, orientación, valioso apoyo y contribuir en la culminación de este proyecto, y al profesor Carlos Mantilla por su importante asesoría, colaboración y recomendaciones.

A la Universidad de São Paulo, por darnos la oportunidad de realizar intercambio académico, en el que vivimos una experiencia enriquecedora, llena de grandes vivencias y aprendizajes, y al profesor Bernardo Rodrigues de Andrade por compartirnos su orientación y conocimientos necesarios para llevar a cabo este trabajo de grado.

A los profesores Rafael do Santos Gioria, Márcio Sampaio y Cristiano Agostini por aportar con su experiencia profesional, consejos y conocimientos sobre la producción marítima de hidrocarburos.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, y a RELEXT por darnos la oportunidad de crecer profesionalmente, por las enseñanzas, experiencias vividas y momentos inolvidables.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARITIMA.....	20
1.1 ESTRUCTURAS FIJAS.....	20
1.1.1. Tipo Jacket.....	21
1.1.2. Torre Complaciente.....	22
1.1.3. De Gravedad.....	22
1.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES.....	23
1.2.1. Spar.....	24
1.2.2. Semi-sumergibles.....	29
1.2.3. Plataformas TLP.....	31
1.2.4. Plataforma FPSO .....	33
1.2.5. Plataforma Monocolumna.....	35
1.3 SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN.....	36
2. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES VINCULADAS CON EL PROCESO DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA. ....	39
2.1. PARÁMETROS DE SELECCIÓN.....	39
2.1.1. Características del yacimiento y los fluidos.....	41
2.1.2. Requerimientos Funcionales .....	47
2.1.3. Características del sitio y ambiente.....	52
2.1.4. Códigos, reglas y resoluciones.....	58
2.2. PARÁMETROS ADICIONALES .....	65
2.2.1. Risers. S.....	65

2.2.2. Tipo de completamiento .....	68
2.2.3. Tipos de sistemas de anclaje. ....	70
3. RANGOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CON RESPECTO A LOS PARÁMETROS DE EVALUACIÓN.....	75
3.1. PLATAFORMAS FIJA TIPO JACKET .....	80
3.2. PLATAFORMA FIJA DE GRAVEDAD.....	82
3.3. PLATAFORMA FLOTANTE TIPO SPAR .....	84
3.4. PLATAFORMA FLOTANTE SPAR TRUSS.....	85
3.5. PLATAFORMA FLOTANTE TIPO TLP.....	86
3.6. PLATAFORMA FLOTANTE TLP NO CONVENCIONAL.....	88
3.7. PLATAFORMA FLOTANTE SEMISUMERGIBLES.....	89
3.8. PLATAFORMA FLOTANTE FPSO.....	90
3.9. PLATAFORMA FPSO MONOCOLUMNA .....	92
4. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMO A TRAVÉS DE LA MATRIZ DE DECISIÓN .....	94
4.1. CLASIFICACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	95
4.1.1. Asignación de los porcentajes a los parámetros. ....	95
4.1.2. Agrupación jerárquica de los parámetros.....	98
4.2. MATRIZ DE DECISIÓN PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN.....	103
4.3. SELECCIÓN DE VARIABLES ADICIONALES.....	105
4.3.1. Risers .....	106
4.3.2. Completamiento. ....	107
4.3.3. Anclaje.....	107

5. APLICACION DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN PARA SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA.....	108
5.1. EJEMPLO DE APLICACIÓN CAMPO EN PRODUCCIÓN.....	108
5.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN CAMPO GORGÓN I, COSTA CARIBE COLOMBIANA.....	114
6. CONCLUSIONES.....	122
7. RECOMENDACIONES.....	124
BIBLIOGRAFÍA.....	125
ANEXOS.....	131

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Plataforma tipo Jacket .....	23
FIGURA 2. Classic Spar .....	26
FIGURA 3. Truss Spar .....	27
FIGURA 4. Plataforma Sevan Piranema (FPSO Monocolumna) .....	36
FIGURA 5: Esquema de Sistema Submarino de Producción. ....	38
FIGURA 6. Factores que afectan los componentes y conceptos de desarrollo de un campo. ....	41
FIGURA 7. Relación entre el tipo de plataforma y la geometría del yacimiento.....	43
FIGURA 8. Capacidad de producción de cada tipo de plataforma.....	45
FIGURA 9. Lugares el mundo con producción offshore distribuidos en los diferentes rangos de ambientes.....	54
FIGURA 10. SPAR como fuente de Energía Eólica .....	62
FIGURA 11. Duración promedio de proyectos de Ingeniería, Procura, Construcción, Instalación y Arranque (IPCIA).....	63
FIGURA 12. Configuraciones típicas de SCR.....	68
FIGURA 13. Sistema Catenaria Vs Taut-Leg.....	72
FIGURA 14. FPSO Jasmine Venture MV7 Campo Jasmine Thailand con anclaje de tipo Torreta (Torreta externa).....	73
FIGURA 15. Resumen de los parámetros que afectan la selección. ....	78
FIGURA 16. Denograma de jerarquización de los parámetros. ....	99
FIGURA 17. Localización campo Baúna, Brasil.....	109
FIGURA 18. Campo GORGON-1. ....	116
FIGURA 19. Localización Campo Gorgón I. ....	116

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Classic Spars instaladas en el mundo.....	26
TABLA 2. Truss Spar instaladas en el mundo .....	28
TABLA 3. Distribución geográfica de las plataformas Semi-sumergibles de producción. ....	31
TABLA 4. Clasificación de los yacimientos según reservas.....	46
TABLA 5. Características que hacen necesaria la utilización de workover.....	52
TABLA 6. Periodos naturales de movimiento típicos de los sistemas flotantes. ....	56
TABLA 7. Lámina de agua límite para cada tipo de plataforma. ....	58
TABLA 8. Facilidad de construcción e instalación. ....	64
TABLA 9. Screening de plataformas tipo Jacket.....	81
TABLA 10. Screening de plataformas de Gravedad .....	83
TABLA 11. Screening de plataformas SPARS.....	84
TABLA 12. Screening de plataformas SPAR Truss .....	85
TABLA 13. Screening de plataformas TLP .....	87
TABLA 14. Screening de plataformas mini TLP .....	88
TABLA 15. Screening de plataformas Semi-Sumergibles.....	89
TABLA 16. Screening de plataformas FPSO .....	91
TABLA 17. Screening de plataformas Mono-Columna .....	92
TABLA 18. Escala para la evaluación por pares de preferencia e importancia (Saaty, 1980). ....	96
TABLA 19. Porcentajes de los criterios.....	98
TABLA 20. Clasificación y asignación definitiva de los parámetros. ....	102
TABLA 21. Matriz de introducción de datos requeridos del campo para evaluación del funcionamiento de los sistemas. ....	104
TABLA 22. Matriz de Datos del Campo Baúna, Brasil. ....	110
TABLA 23. Matriz Evaluación del Campo Baúna, Brasil.....	111
TABLA 24. Matriz pesos del Campo Baúna, Brasil.....	112

TABLA 25. Ponderado total y resultado definitivo del Campo Baúna, Brasil. ....	112
TABLA 26. Resultado final de las unidades adecuadas para producir el campo Baúna con información de los elementos adicionales seleccionados. ....	113
TABLA 27. Matriz de Datos del Campo Gorgón I, Colombia. ....	117
TABLA 28. Matriz Evaluación del Campo Gorgón I, Colombia. ....	119
TABLA 29. Matriz de pesos del Campo Gorgón I, Colombia. ....	120
TABLA 30. Ponderado total y resultado definitivo del Campo Gorgón I, Colombia. ....	120
TABLA 31. Resultado final de las unidades adecuadas para producir el campo Gorgon-1 con información de los elementos adicionales seleccionados. ....	121

## ANEXOS

ANEXO A. Resumen rangos de aplicación para cada criterio. ....	131
ANEXO B. Matriz de importancia entre factores para desarrollo de método AHP realizada por autor 1. ....	132
ANEXO C. Matriz de importancia entre factores para desarrollo de método AHP realizada por autor 2. ....	133
ANEXO D. Jerarquización de los parámetros mediante el Análisis prospectivo. .	134
ANEXO E. Matriz evaluación. ....	135
ANEXO F. Metodología de selección para elegir el tipo de riser. ....	136
ANEXO G. Metodología de selección para elegir el tipo de completamiento.....	137
ANEXO H. Metodología de selección para elegir el sistema de anclaje. ....	138
ANEXO I. Interfaz del usuario programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0.....	139
ANEXO J. Diligenciamiento de datos. Programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0.....	140
ANEXO K. Exportación del archivo. Programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0.....	141
ANEXO L. Diligenciamiento de Peso de Facilidades. Programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0.....	142
ANEXO M. Matriz de Evaluación desarrollada por el programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0.....	143
ANEXO N. Resultado final de los sistemas seleccionados por el programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0 .....	144
ANEXO O. Resultado final de los sistemas seleccionados por el programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0 .....	145

## RESUMEN

**TÍTULO:** MATRIZ DE DECISIÓN PARA EVALUAR TÉCNICAMENTE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS COSTA AFUERA. \*

**AUTORES:** JOSE ANDRÉS COTES MENDOZA;  
MAIRA LIZETH RIOS SAAVEDRA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Sistemas De Producción Off-Shore, Criterios De Selección, Screening, Plataformas, Risers, Matriz De Decisión.

**DESCRIPCIÓN:** El óptimo desarrollo de un campo petrolero en zonas marítimas depende de la correcta selección del sistema de producción off-shore, compuesto principalmente del tipo de plataforma a instalar, risers, completamiento y el sistema de posicionamiento (anclaje). Asimismo, todas estas variables dependen de criterios tanto del yacimiento, como de los requerimientos funcionales, las características del sitio, del ambiente y de los códigos y regulaciones que rijan la zona de explotación. Esto se constituye en un desafío para cualquier empresa que requiera desarrollar un proyecto costa afuera, con las mejores condiciones de trabajo. En este trabajo, se presenta una matriz de decisión de sistemas de producción, en la cual, de acuerdo con la evaluación del desempeño de diferentes plataformas con respecto a los criterios de selección planteados, propone las unidades que, según la recopilación estadística, la revisión bibliográfica y lo desarrollado en el proyecto, son las adecuadas para realizar el proceso de extracción de los hidrocarburos. A partir de la selección de la plataforma de producción, el trabajo propone un sistema de producción recomendado, el cual elige entre diferentes configuraciones de risers, completamiento y anclaje que se adapten a las unidades anteriormente seleccionadas. Para la implementación de esta selección se realizó una jerarquización y agrupación de los parámetros basado en los métodos AHP (Saaty,1980) y MicMac (Godet,1971), los cuales soportan las ponderaciones de los criterios de selección implementados en la matriz. El resultado de esta matriz fue aplicado como prueba en un campo en fase de producción de Brasil, cuyos resultados fueron utilizados para comprobar el funcionamiento de la selección, y en un campo en desarrollo de la Costa caribe colombiana, proponiendo un sistema para implementar en este proyecto.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Directora: Zuly Himelda Calderon Carrillo, PhD. en Ingeniería química. Codirector: Bernardo Luis Rodrigues de Andrade, PhD. en Ingeniería naval; Carlos Alfonso Mantilla Duarte, PhD. en Estadística aplicada.

## ABSTRACT

**TITLE:** DECISION MATRIX FOR TECHNICAL EVALUATION OF HYDROCARBON PRODUCTION SYSTEMS IN OFFSHORE FIELDS\*

**AUTHORS:** JOSE ANDRÉS COTES MENDOZA;  
MAIRA LIZETH RIOS SAAVEDRA\*\*

**KEY WORDS:** Offshore Production Systems, Selection Criteria, Screening, Platforms, Risers, Decision Matrix.

**DESCRIPTION:** The oil field off-shore's optimal development depends on the correct selection of the off-shore production system, composed mainly of the type of platform to be installed, risers, completion and the positioning system (anchoring). Also, these variables depend on the criteria of the reservoir, as well as the functional requirements, the site's characteristics, the environment and the Codes and Regulations that govern the exploitation area. This is a challenge for any company that needs to develop an offshore project, with the best working conditions. In this work, a decision matrix of production systems is presented, in which, according to the evaluation of the performance of different platforms with respect to the selection criteria offered, it proposes the units that, according to the statistical collection, the review bibliographic and the developed in the project, are the adequate ones to realize the process of extraction of the hydrocarbons. From the selection of the production platform, the work proposes a recommended production system, which chooses between different configurations of risers, completion and anchoring that adapt to the previously selected units. For the implementation of this selection, a hierarchization and grouping of the parameters was carried out based on the AHP (Saaty, 1980) and Micmac (Godet, 1971) methods, which support the weights of the selection criteria implemented in the matrix. The result of this matrix was applied as a test in a Brazil's production phase field, whose results were used to verify the operation of the selection, and in a developing field of the Colombian Caribbean coast, proposing a system to implement in this project.

---

\* Draft Grade

\*\*Physical Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD. in Chemical engineering. Codirector: Bernardo Luis Rodrigues de Andrade, PhD. in Naval engineering; Carlos Alfonso Mantilla Duarte, PhD. in Applied statistics.

## INTRODUCCIÓN

Durante la última década, la producción de hidrocarburos en campos costa afuera ha representado el 30% de la producción mundial de petróleo, demostrando un aumento en el interés por la exploración y explotación de los campos off-shore en Colombia y el mundo e impulsado el desarrollo y estudio de diferentes estructuras marítimas y avances tecnológicos en las ya existentes.

El proceso aplicado para explotar hidrocarburos atrapados en formaciones geológicas localizadas bajo el lecho marino tiene gran semejanza con el utilizado para las convencionales, no obstante, operar en océanos y mares presenta requerimientos y condiciones específicas que lo tornan más complejo y costoso, haciendo necesaria una planificación particular que asegure el éxito de los proyectos marinos a desarrollar.

Uno de los puntos que requiere mayor atención y a su vez planificación dentro del proceso es la selección del sistema de producción que va a desarrollar el campo a desarrollar, puesto que su correcta elección reducirá la inversión en mantenimientos y evitará futuras complicaciones durante la vida del yacimiento garantizando el éxito del proyecto.

Por lo anterior, se estableció en el presente proyecto una matriz de decisión que efectúe una evaluación técnica de los sistemas de producción marítimos más utilizados en función de una serie de factores característicos de cada campo y finalmente enseñe las mejores opciones para continuar con el desarrollo del proyecto que se estén llevando a cabo en el momento.

Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente afirmar que esta metodología proporciona la base para llevar a cabo estudios de selección en campos de la costa caribe colombiana, la cual, en los últimos años ha mostrado un aumento en la exploración, con grandes descubrimientos que demuestran que es una zona rica en reservas de hidrocarburos.

## 1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARITIMA\*

Existen diversas opciones disponibles para desarrollar y producir yacimientos de aceite y gas ubicados en aguas de cientos o miles de pies de profundidad, estos son clasificados en 3 tipos: las estructuras fijas, las cuales son asentadas o incrustadas en el suelo marino, los sistemas de producción flotantes, los cuales poseen equipos de amarre y anclaje para su posicionamiento y los sistemas submarinos, que manejan todos los equipos de producción en el fondo oceánico, y cumple con la función de llevar los fluidos producidos del yacimiento hasta superficie, ya sea, plataformas fijas, flotantes o a una base en tierra.

### 1.1 ESTRUCTURAS FIJAS

Los sistemas de producción marítima categorizados como fijos son asegurados en el lugar de operación por medio de incrustación de estacas en el suelo marino o gracias a su propio peso. Estos fueron los primeros sistemas offshore en ser desarrollados y son caracterizados por trabajar en láminas de agua pequeñas con límites alrededor de los 1000 ft, puesto que su estabilidad se ve afectada con el aumento de la columna de agua. Además, para alcanzar mayores profundidades sin perturbar su estabilidad requerirían de una base de mayor tamaño que a su vez demandaría gran cantidad de material para su construcción, volviéndolos inviables económicamente.<sup>1</sup>

---

\*Sistemas de Producción Marítima: Es el conjunto de equipos necesarios, que se desarrollan teniendo como base una estructura de apoyo para realizar las labores de producción de hidrocarburo. En el presente proyecto, este término hace referencia a dicha base o estructura de producción, junto a sus elementos principales como riser, árbol de control y sistema de anclaje.

<sup>1</sup> AMORIM, Tailand. Plataformas Offshore-Uma breve análise desde a construção ao descomissio-namento. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, Rio de Janeiro, Brasil. 2010.3 p.

Las plataformas fijas utilizadas en la producción de campos offshore son tipo Jacket, de Gravedad y Complaciente<sup>2</sup>.

**1.1.1. Tipo Jacket.** Originalmente, la mayoría de las operaciones offshore estaban basadas en cubiertas de madera apiladas y conectadas a la costa con un tipo de caballetes<sup>3</sup>, a pesar de ello, el nacimiento de la industria offshore generalmente se atribuye a la plataforma de acero tipo Jacket Kerr-McGee la cual fue instalada en una columna de agua de 20 ft en la costa de Louisiana, en el año 1947<sup>4</sup>. Años después, se difundió por todo el mundo al alcanzar rangos de láminas de agua desde 40 ft. hasta 1200 ft. y desde condiciones ambientales benignas como en el Sureste de Asia hasta severas como el del Mar del Norte y Norte del Atlántico.

Las Jacket están constituidas generalmente por los elementos enumerados a continuación y mostrados en la figura 1.

- La chaqueta (Jacket), componente principal que recubre los pilares y sostiene la cubierta. Se eleva desde el fondo del mar hasta arriba de la línea de flotación. Esta es prefabricada en tierra, transportada al sitio de trabajo y sentada en el fondo marino gracias a los pilares<sup>5</sup>.
- Cubierta o plataforma (Deck), lugar donde el equipo de perforación y producción es sentado. Se encuentra ubicada encima de la chaqueta.
- Los pilares (Pilings), cilindros de acero que aseguran la plataforma al lecho marino.

---

<sup>2</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 15 p.

<sup>3</sup> WISCH, D. J. Fixed Steel Offshore Structure Design - Past, Present & Future. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. 1998. OTC 8822.

<sup>4</sup> LEE, G. C., y ANDREWS, J. C. Design, Construction, and Installation of Conventional Steel Jacket Platforms. Society of Petroleum Engineers. Beijing, China. 1982. SPE 10000

<sup>5</sup> LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011. 151 p.

- Los conductores o tubos ascendentes, tubos de acero a través del cual los pozos son perforados, completados y producidos.<sup>6</sup>

**1.1.2. Torre Complaciente.** Son estructuras de forma tubular delgada y esbelta de acero que se extienden desde la superficie hasta el fondo marino, diseñadas para ser flexibles a las fuerzas de las olas, vientos y corrientes, por lo cual alcanzan columnas de aguas mayores que las de tipo Jacket<sup>7</sup>. Estas poseen ventajas como, el uso de menor cantidad de acero en su construcción para profundidades de agua similares a las alcanzada por plataformas tipo Jacket, la capacidad de perforar, excelente resistencia en relación al peso, flexibilidad de diseño y diversas opciones para cargas reactivas, además, los cabezales de pozos se encuentran en superficie. Sin embargo, sus procedimientos de instalación son complicados y el número de instalaciones en el mundo ha sido muy bajo, por lo cual pocos contratistas de construcción tienen experiencia en la fabricación de este tipo de plataforma.

**1.1.3. De Gravedad.** Estas son fijadas en el suelo marino por su propio peso, están construidas de cemento reforzado con acero que contiene una serie de espacios libres internos para permitir el control de la flotación hasta su lugar de fijación y tienen como finalidad la producción de petróleo en láminas de agua de hasta 1200 ft. de profundidad. Según Chakrabarti (2005), estas estructuras son bastante adecuadas tanto para la producción como para el almacenamiento de petróleo. Al igual que los demás sistemas de producción fijos, la plataforma de gravedad posee un completamiento de tipo seco (árbol de control de pozo ubicado en la cubierta de la plataforma) gracias principalmente a su alta estabilidad.<sup>8</sup>

---

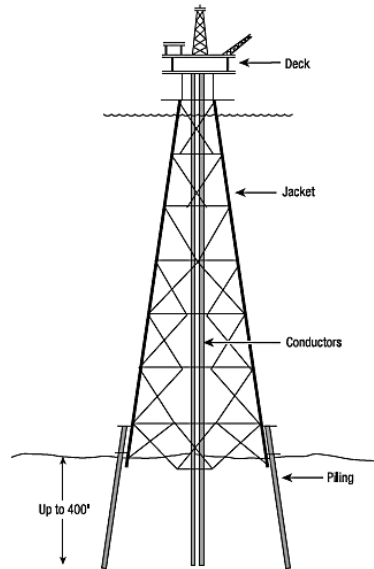
<sup>6</sup> LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011. 152 p.

<sup>7</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 24 p.

<sup>8</sup> AMORIM, Tailand Oliveira. Plataformas Offshore-Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, UEZO, Rio de Janeiro, Brasil. 2010. 3 p.

Por lo general, este tipo de plataforma es empleado en profundidades de agua menores a 1000 ft., aunque existen excepciones como la plataforma Troll A en Noruega, que se encuentra a una profundidad de 1200 ft. de agua.

**FIGURA 1. Plataforma tipo Jacket**



**Fuente:** LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011.

## 1.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

Con el descubrimiento de petróleo en láminas de agua superiores a 1000 pies (profundas y ultra-profundas) fue necesario el desarrollo de nuevas técnicas de explotación. Fue así, que surgieron las plataformas flotantes, las cuales son estructuras complacientes a las condiciones del medio, posicionadas a través de un sistema de anclaje.

Existen varios diseños de unidades flotantes que difieren, entre otras cosas, por el hecho de producir y almacenar petróleo, sólo producir o simplemente almacenar, entre ellas se encuentran: Plataformas Semi-sumergibles, FPSO (Floating Production Storage Offloading), TLP (Tension Leg Platform) y Spar.<sup>9</sup> Además, con base en las anteriores se han desarrollado nuevas tecnologías para campos con requerimientos especiales, como las plataformas no convencionales de las TLP (Mini TLP), la Monocolumna o la Truss y la Cell Spar.

**1.2.1. Spar.** Es principalmente caracterizada por su alta estabilidad, exhibiendo pocos movimientos verticales en respuesta a las cargas ambientales de los vientos, corrientes y las olas. Los bajos movimientos de esta le permiten ser empleada en una variedad de aplicaciones, ya sea con árbol de control seco o mojado y con o sin facilidades de producción o perforación. Además, viabilizan el uso de risers rígidos en profundidades de agua que van desde 1000 ft. hasta los 10000 ft. aproximadamente.<sup>10</sup>

Una plataforma Spar consiste básicamente de un cilindro vertical de gran diámetro que sostiene una plataforma y está anclado permanentemente al lecho marino por un sistema de amarre. El cilindro tiene una cámara en la parte inferior llena de un material más denso que el agua que le brinda estabilidad, y está rodeado por tracas helicoidales para mitigar los efectos del movimiento inducido por el vórtice.

En general, existen tres tipos de Spar: Classic, Truss y Cell. Sin embargo, hay un número de variaciones disponibles de cada tipo de Spar que abordan un rango de

---

<sup>9</sup> AMORIM, Tailand Oliveira. Plataformas Offshore-Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, UEZO, Rio de Janeiro, Brasil. 2010.

<sup>10</sup> SABLOK, Anil K. y BARRAS, Steven. SS: Spar Technology-The internationalization of the Spar Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2009. OTC 20234. 1 p.

funcionalidad requerida y entorno operativo, por ejemplo, la “Closed Centerwell Truss Spar” representa una variación clave del diseño Truss Spar.

La selección entre tipos de Spar depende de la carga útil que se va a admitir, la cantidad de almacenamiento requerido en el casco, la funcionalidad requerida de la plataforma y el tamaño del campo a desarrollar.<sup>11</sup>

Según información presentada en el poster Deepwater solutions & records for concept selection (2017) de la revista electrónica Off-shore Magazine, se puede afirmar que actualmente existen 22 plataformas tipo Spar en el mundo, de las cuales 20 se encuentran operando. De las veintidós, cuatro son de tipo Classic Spars, diecisiete Truss Spars y solo una de tipo Cell Spar. La mayoría de las plataformas tipo Spar se encuentran en el Golfo de México de los Estados Unidos (GOM), excepto el Kikeh Truss Spar offshore de Malasia y la Aasta Hansteen Spar FPSO offshore de Noruega.

**1.2.1.1. Classic Spar.** Esta representa el primer punto de referencia para la moderna tecnología Spar, con la instalación de Neptune Spar en el Golfo de México en el año 1996 por Kerr McGee, actualmente conocida como Andarko.

La Classic Spar tiene tres componentes principales mencionados a continuación y enseñados en la figura 2.

- Sección superior: tanque rígido cilíndrico, proporciona flotabilidad para soportar la plataforma, el amarre y los risers.
- Sección media: cáscara cilíndrica inundada, proporciona separación estructural entre la parte superior flotante y la sección inferior.

---

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 2

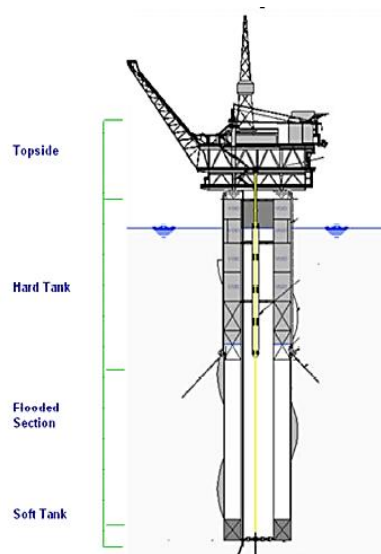
- Sección inferior: cámara inferior llamada Soft tank que contiene un material más denso del agua para brindar estabilidad a la plataforma.<sup>12</sup>

**TABLA 1. Classic Spars instaladas en el mundo.**

Tipo de plataforma	Nombre de plataforma	Año de instalación	Empresa operadora	Lugar	Prof. de agua (ft)
Classic Spar	Neptune	1996	Andarko	US GOM	1930
Classic Spar	Genesis	1999	Chevron	US GOM	2599
Classic Spar	Hoover/Diana	2000	ExxonMobil	US GOM	4800
Classic Spar	Tubular Bells	2014	HESS	US GOM	4300

**Fuente:** Los autores (Información tomada BARTON, C., et al. Deepwater solutions & records for concept selection. Enabling Technologies for Deepwater Production [online]. vol. 1. Poster May, Offshore Magazine inset, 2017. (Recuperado en 5 de abril de 2018). Disponible en <<https://www.offshore-mag.com/content/dam/offshore/print-articles/volume-77/05/2017-DeepwaterPoster-D6-Ads.pdf>>).

**FIGURA 2. Classic Spar**



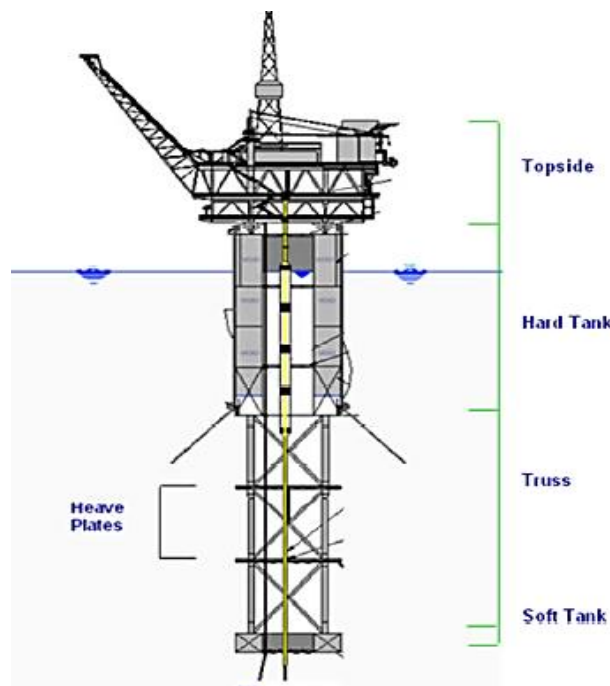
**Fuente:** SABLOK, A.; BARRAS, S. The internationalization of the Spar Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2009. OTC 20234.

<sup>12</sup> SABLOK, A.; BARRAS, S. The internationalization of the Spar Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2009. OTC 20234.

**1.2.1.2. Truss Spar.** La Truss Spar evolucionó a partir del Classic Spar con el objetivo de alcanzar ambientes más severos y reducir el peso del casco. La primer Truss Spar, Nansen, fue instalada por Andarko sobre una columna de agua de 3.678 ft. de profundidad, en el año 2001.

En este tipo de Spar, la sección media es remplazada por placas elevadoras como se muestra en la Figura 3. El peso del casco, las cargas del medio ambiente y por consiguiente los movimientos hidrodinámicos son reducidos, lo que representa ahorros en el sistema de amarre. Las pequeñas dimensiones y pesos de la Truss Spar generalmente permiten la construcción de las facilidades y el transporte del casco en una sola pieza <sup>13</sup>

**FIGURA 3. Truss Spar**



**Fuente:** SABLOK, A.; BARRAS, S. The internationalization of the Spar Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2009. OTC 20234.

<sup>13</sup> SABLOK, A.; BARRAS, S. The internationalization of the Spar Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2009. OTC 20234.

**TABLA 2. Truss Spar instaladas en el mundo**

Tipo de plataforma	Nombre de plataforma	Año de instalación	Empresa operadora	Lugar	Prof. De agua (ft)
Truss Spar	Medusa	2003	MURPHY	US GOM	2223
Truss Spar	Gunnison	2003	Andarko	US GOM	3150
Truss Spar	Front Runner	2004	MURPHY	US GOM	3330
Truss Spar	Boombang	2002	Andarko	US GOM	3453
Truss Spar	Nansen	2002	Andarko	US GOM	3678
Truss Spar	Tahiti	2009	Chevron	US GOM	4100
Truss Spar	Aasta Hansteen Spar FPSO	2018	Statoil	Noruega	4265
Truss Spar	Holstein	2004	Andarko	US GOM	4344
Truss Spar	Kikeh	2007	MURPHY	Malasia	4364
Truss Spar	Mad Dog	2005	BP	US GOM	4420
Truss Spar	Constitution	2006	Andarko	US GOM	4970
Truss Spar	Heidelberg	2016	Andarko	US GOM	5300
Truss Spar	Horn Mountain	2002	Andarko	US GOM	5423
Truss Spar	Devils Tower	2004	Eai	US GOM	5610
Truss Spar	Lucius	2015	Andarko	US GOM	7100
Truss Spar	Perdido	2010	Shell	US GOM	7817

**Fuente:** Los autores (Información tomada de BARTON, C., et al. Deepwater solutions & records for concept selection. Enabling Technologies for Deepwater Production [online]. Vol. 1. Poster May, Offshore Magazine inset, 2017. (Recuperado en 5 de abril de 2018). Disponible en <<https://www.offshore-mag.com/content/dam/offshore/print-articles/volume-77/05/2017-DeepwaterPoster-D6-Ads.pdf>>).

**1.2.1.3. Cell Spar.** La Cell Spar se introdujo para campos más pequeños y medianos, está compuesta por una serie de cilindros de diámetro pequeño unidos en un patrón simétrico, diferente de un único cilindro de gran diámetro como en la Truss y Classic Spar.

El diseño de las plataformas tipo Cell Spar utiliza un procedimiento de laminación simple, con soldadura automatizada de alta velocidad para promover costos competitivos de fabricación y tiempos de ciclo en una amplia gama de instalaciones de fabricación multipropósito alrededor del mundo. La estructura resultante de costos reducidos mejora la economía del proyecto, haciendo que el concepto sea adecuado para la consideración de desarrollos más pequeños en campos de aguas profundas.<sup>14</sup>

La primer Cell Spar y única instalada en la actualidad, Red Hawk, se instaló en el GOM de EE. UU. en el año 2004.

**1.2.2. Semi-sumergibles.** Las plataformas semi-sumergibles son unidades flotantes muy utilizadas tanto para perforación como para producción. Su estructura está formada básicamente por una o más cubiertas que se encuentran apoyadas mediante soportes y columnas en unos flotadores sumergidos.

Los flotadores sumergidos son los responsables de la mayor parte del empuje, garantizando la flotabilidad de la plataforma, además, por su ubicación bajo la línea de agua ellos minimizan los movimientos de onda de la plataforma. Este tipo de plataformas se caracterizan por tener una gran movilidad que les permite cambiar rápidamente de un campo a otro, también porque solo trabajan con completamiento mojado, debido a los movimientos de onda a los cuales son sometidas, para así facilitar su desconexión sin afectar la integridad del pozo.<sup>15</sup>

Para el posicionamiento de la plataforma existen dos tipos: el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico. El sistema de anclaje consta de 8 a 12

---

<sup>14</sup> FURLOW, W. Cell spar enables Red Hawk development. 2004. [En línea]. (Recuperado en 01 marzo 2018). Disponible en <URL: [www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-4/construction-installation/cell-spar-enables-red-hawk-development.html](http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-4/construction-installation/cell-spar-enables-red-hawk-development.html) Métodos y técnicas de perforación >.

<sup>15</sup> LIM, E. F. H. y RONALDS, B. F. Evolution of the production semisubmersible. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Western Australia, 2000. SPE-63036-MS.

anclas, junto con cables y cadenas que actúan como muelles capaces de restaurar la posición de la unidad cuando esta esté descolocada. Por otro lado, en el sistema de posicionamiento dinámico no existe unión física entre la unidad y el suelo marino, excepto por los equipos de perforación, sin embargo, poseen unos sensores acústicos que determinan la desorientación de la unidad y los propulsores en el casco restauran la posición de la plataforma, accionados por medio de un ordenador.

De este modo y gracias a los sistemas de posicionamiento de la plataforma modernos, las unidades semi-sumergibles pueden ser instaladas a más de 6.000 pies de lámina de agua.<sup>16</sup>

La primera plataforma semi-sumergible apareció en 1962, esta fue construida inicialmente para operaciones de perforación, pero fue hasta los años 70, con la necesidad de generar alternativas para las plataformas fijas en los proyectos de producción de aguas profundas, que se consideró como una opción atractiva de desarrollo la conversión de las unidades semi-sumergibles de perforación a unidades de producción. Así fue como en 1975 se instala la primera plataforma semi-sumergible de producción llamada Argyll, la cual está ubicada en el Mar del Norte del Reino Unido.<sup>17</sup>

Después de la pionera unidad de producción Argyll, las plataformas semi-sumergibles tuvieron un gran auge, principalmente en las costas de Brasil y el mar del Norte. Asimismo, se han visto varias aplicaciones en otras regiones petroleras como lo muestra la tabla 3.

---

<sup>16</sup> PETROBRAS BR. Tipos de Plataformas. [En línea]. (Recuperado en 24 abril 2018). Disponible en: <URL: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>.>

<sup>17</sup> LIM, E. F. H. y RONALDS, B. F. Evolution of the production semisubmersible. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Western Australia, 2000. SPE-63036-MS.

**TABLA 3. Distribución geográfica de las plataformas Semi-sumergibles de producción.**

REGIÓN	NÚMERO
Brasil	35
Mar del Norte	20
Asia	4
Sur de Europa	3
Estados Unidos	2
Africá	1
TOTAL	65

**Fuente:** LIM, E. F. H. y RONALDS, B. F. Evolution of the production semisubmersible. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Western Australia, 2000. SPE-63036-MS

**1.2.3. Plataformas TLP.** Las plataformas de piernas tensionadas TLP (por sus siglas en inglés: Tensioned Leg Platform) son unas estructuras marítimas muy similares a las plataformas semisumergibles, que, a diferencia de estas, se encuentran ancladas al suelo marino por medio de tensores, o piernas tubulares de acero, fijadas mediante estacas.

Los tensores de acero hacen que las plataformas TLP presenten un comportamiento híbrido, ya que por un lado muestran una gran flexibilidad lateral que les permite moverse junto con el oleaje en dirección horizontal, disminuyendo de forma considerable el efecto de las fuerzas provocadas por este fenómeno, tal como un sistema de tipo flotante, y por otro lado son más rígidas en relación a los movimientos verticales, de esta forma, las operaciones de perforación y producción de las plataformas TLP's son semejantes a las ejecutadas en las plataformas fijas. Asimismo, ayudan a que el completamiento pueda ser de tipo seco, lo cual facilita el control de flujo de petróleo y aumenta la seguridad de extracción del mismo. <sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005.

Debido a estas características, este tipo de plataformas petroleras son muy adecuadas en áreas propensas a variar con facilidad y de forma poco previsible sus condiciones oceánicas y ambientales, como lo son los mares del Golfo de México y en ciertas partes del Mar del Norte, en los que se encuentran instaladas la mayoría de las plataformas TLP alrededor del mundo.<sup>19</sup>

La primera plataforma de piernas tensionadas fue instalada en 1984 para el desarrollo del campo Hutton en el Mar del Norte, con una lámina de agua de 500 pies aproximadamente, allí se demostró la capacidad de las plataformas flotantes ancladas al suelo marino de perforar y producir con árboles de navidad superficiales. Más tarde, fue desarrollado el campo Ursa, el cual fue descubierto en 1990 con unas reservas aproximadas de 431 MMSTB y con una lámina de agua de 3800 ft. en el Golfo de México, siendo la columna de agua más grande atravesada por una TLP convencional hasta la actualidad.<sup>20</sup>

Para el año 1996 ya existían 5 plataformas instaladas alrededor del mundo, sin embargo, con el crecimiento de descubrimientos en el Golfo de México surgió la necesidad de implementar nuevas generaciones de plataformas TLP, con el objetivo de explotar pequeños campos en esta zona. Es así como surgió la mini-plataforma SeaStar y la mini TLP Moses.

**1.2.3.1. Mini-plataforma SEA STAR.** Es una pequeña TLP que tiene una menor capacidad de producción con relación a la TLP convencional. La plataforma Sea Star tiene por casco solo una columna de perforación con tres pontones en la base

---

<sup>19</sup>BACHYNSKI, E. y MOAN, T. Design considerations for tension leg platform wind turbines. Marine Structures. Trondheim, Norway. 2012. vol. 29, p. 89-114.

<sup>20</sup>D'SOUZA, R.; AGGARWAL, Rajiv y GRANHERNE. The Tension Leg Platform Technology- Historical and Recent Developments. Rio de Janeiro, Brazil, 2013. OTC 24512.

en forma de estrella triangular, los cuales son usados para soportar y separar los tendones de acero tubulares, dando como resultado una menor carga ambiental y un bajo costo, debido a que contiene menos acero y puede fabricarse e instalarse de manera competitiva. Las primeras Mini-plataformas Sea Star fueron instalada por British Borneo en el Golfo de México durante el año 1998, en el desarrollo de los campos marginales de Morpeth y Allegheny, todos con completamiento mojado.<sup>21</sup>

**1.2.3.2. Mini TLP MOSES.** Es una TLP convencional en miniatura que ofrece mejores movimientos de plataforma, menores costos y menor tiempo de construcción. La estructura de la cubierta de este tipo de plataforma está soportada por cuatro columnas, las cuales son conectadas a los pontones que se extienden más allá de los límites verticales de las columnas. La principal característica de la TLP Moses es que necesita un gran porcentaje de desplazamiento para obtener su pretensión.

Este tipo de plataforma TLP de bajo costo, fue desarrollada para la producción de reservas en zonas menos profundas donde sería poco rentable producir con sistemas de producción convencionales. El campo Prince fue la primera aplicación de las plataformas con piernas tensionadas “Moses”, instalado a 128 km de la costa de Louisiana en una lámina de agua de 1490 ft., en el Golfo de México durante el año de 1998.<sup>22</sup>

**1.2.4. Plataforma FPSO.** Los buques flotantes de producción, almacenamiento y descarga, FPSO (por sus siglas en inglés: Floating Production Storage and Offloading) son unidades flotantes con forma de barco utilizadas para la extracción de hidrocarburos en las zonas marítimas, mantenidos en el sitio de interés por medio

---

<sup>21</sup> KIBBEE, S.E.; et al. The Seastar Tension-Leg Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 1994. OTC 7535.

<sup>22</sup> KOON, J. R., HEIJERMANS, B. y WYBRO, P. G. Development of the Prince Field. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. 2002. OTC 14173.

de un sistema de anclaje. Estas unidades, como su nombre lo indica, se caracterizan por almacenar el petróleo o gas producido en tanques dentro de su estructura, donde se espera periódicamente a los navíos de transporte, para poder descargar el hidrocarburo, o enviarse a través de oleoducto mediante un sistema de transferencia de fluido.

Las FPSO, al igual que las semi-sumergibles, se caracterizan por tener una gran movilidad, por tal razón el control de pozo se hace en el fondo marino, esto permite la desconexión de la plataforma del suelo sin comprometer la integridad del pozo. Debido a su movilidad y capacidad de almacenamiento estas unidades son utilizadas principalmente en las zonas más aisladas, con poca estructura y condiciones para la construcción de oleoductos.<sup>23</sup>

Otras características importantes de los sistemas FPSO's, que los diferencian de los demás sistemas de producción marítima son:

- La construcción, ya que es muy rápida y económica en comparación con otras plataformas, teniendo en cuenta que muchas FPSO son construidas a partir de buques de transporte de petróleo. Además, tienen la ventaja de poder ser reutilizados de manera significativa cuando termina la vida productiva de un yacimiento, ya que su desconexión es simple y sus facilidades conservan un valor residual significativo.
- Su versatilidad, ya que su gran cubierta permite adicionar diferentes instalaciones y equipos, asimismo, posee un gran desplazamiento por lo que tolera cambios en los equipos de producción, como por ejemplo, a la hora de producir en un nuevo campo.

---

<sup>23</sup> PETROBRAS BR. Tipos de Plataformas. [En línea]. (Recuperado en 24 abril 2018). Disponible en: <URL: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>.>

- Su versátil aplicación en aguas profundas, puesto que las plataformas FPSO's son insensibles a la profundidad de la lámina de agua, gracias a que su flotabilidad ayuda a soportar las grandes cargas de risers, los sistemas de amarre y las líneas.

Al principio los FPSO eran instalados para producir campos medianos y pequeños en zonas remotas y con profundidades de agua moderadas, donde la implementación de plataformas fijas no fuera rentable, siendo el campo Castellón de Shell en el Mediterráneo español la primera unidad de este tipo instalada para producción en el año 1976 con una lámina de agua de 383 pies. Más tarde se incrementó la popularidad de estas unidades debido a la implementación en zonas como el Mar del Norte y las costas de Brasil, donde los campos se caracterizan por ser relativamente grandes y con producción tanto de aceite como de gas.<sup>24</sup>

**1.2.5. Plataforma Monocolumna.** Este tipo de plataforma surge debido a la necesidad de la industria off-shore brasilera de explotar hidrocarburos con plataformas que se adaptarán de una mejor manera a sus condiciones ambientales, ya que las de tipo FPSO (más utilizadas en la zona) no tienen la mejor relación dimensional con las olas, corrientes y vientos de esta área.

Estas plataformas tienen las mismas funcionalidades de una plataforma semi-sumergible y se asemejan geométricamente a las plataformas Spars por tener la forma cilíndrica y por ser proyectada a operaciones en grandes profundidades, sin embargo, se diferencian porque tienen una razón diámetro-calado mucho mayor, dándole a la plataforma una reducción significativa de movimiento por la acción del mar y del viento que favorecen los procesos de recepción y tratamiento de aceite a bordo. Como otras características, las mono-columnas tienen, al igual que la FPSO, capacidad de almacenamiento y suelen instalar su control de pozo en el fondo del

---

<sup>24</sup> RONALDS, B.F. Y LIM, E.F.H. FPSO Trends. Society of Petroleum Engineers Western, Australia. 1999. SPE 56708.

mar, generalmente aceptan cargas elevadas en la cubierta y poseen un área razonable disponible para el montaje de plantas de proceso.<sup>25</sup>

**FIGURA 4. Plataforma Sevan Piranema (FPSO Monocolumna)**



**Fuente:** Banco de Imágenes Petrobras. Foto: Geraldo Falcão. Infográfico Tipos de Plataformas. [En línea] (Recuperado 24 abril 2018). Disponible en: <URL: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. 2014>

### 1.3 SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

Los sistemas submarinos de producción de hidrocarburos son un conjunto de equipos unidos mediante una red de producción la cual se encuentra instalada directamente en el fondo oceánico, ellos cumplen con la función de llevar los fluidos producidos del yacimiento hasta superficie, ya sea a las plataformas fijas, flotantes o a una base en tierra firme. Estos sistemas surgen como una alternativa a las unidades de producción convencionales, y su aplicación se basa en aquellos

---

<sup>25</sup> CRUZ RODRIGUES DE CAMPOS, Felipe. Análise dos critérios de estabilidade para projetos de plataformas do tipo monocolumna. Tesis Doctoral. Universidade de São Paulo. 2008.

proyectos de menor envergadura, donde se hace inviable la aplicación de una plataforma de producción para el desarrollo del proyecto.

Un claro ejemplo de aplicación de un sistema submarino es el “Na Kika”, en el Golfo de México, el cual consta de campos que no son lo suficientemente grandes para implementar su propia plataforma, asimismo, existen distancias cortas entre ellos, sin la posibilidad de realizar perforación direccional para producir todos mediante una misma estructura de producción, por lo que dio paso al desarrollo en su totalidad con un sistema submarino.

La tecnología submarina consiste en componentes mecánicos, hidráulicos, eléctricos y estructurales y se compone de una amplia gama de actividades en el suelo marino, de las que destacan los árboles de Navidad submarinos, recolectores, líneas de flujo y risers, sistemas de control, impulsores de fluidos de pozo, bombeo y dosificación de fases múltiples, separación de agua, inyección de agua, conexiones remotas (ROV, por sus siglas en inglés, Remote Operated Vehicle) instalaciones libres de directrices, sistemas de distribución de energía eléctrica del fondo marino intervenciones, etc.<sup>26,27</sup>

---

<sup>26</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 22 p.

<sup>27</sup> LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011. 151 p.214

**FIGURA 5: Esquema de Sistema Submarino de Producción.**



**FUENTE:** Sistema de producción submarino. Blog Petrolero. [En línea] (Recuperado en 28 de Mayo, 2018) Disponible en: <URL: <https://blogpetrolero.wordpress.com/category/costafuera/>>.

## **2. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES VINCULADAS CON EL PROCESO DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA.**

Para el desarrollo del presente trabajo se trabajaron dos tipos de variables las cuales están vinculadas al proceso de selección de sistemas de producción marítima: los parámetros de selección, que definen el tipo de configuración a implementar en un proyecto marítimo determinado con respecto a las diferentes alternativas estudiadas en el capítulo anterior, y las variables de salida, que a su vez se dividen en: tipo de plataforma y variables adicionales (tipo de riser, tipo de completamiento y anclaje). A continuación, se muestra cada una de las variables vinculadas al presente proceso de selección.

### **2.1. PARÁMETROS DE SELECCIÓN**

Los campos de petróleo y gas que se encuentran en el mar pueden desarrollarse utilizando una variedad de sistemas de producción. La selección del sistema óptimo para una aplicación en particular depende de un número de factores o criterios que deben ser definidos y evaluados.<sup>28</sup>

Entre los criterios que influyen en el desarrollo de un nuevo campo se encuentran las características del yacimiento, los requerimientos de perforación, producción y exportación del petróleo y gas, las condiciones físicas y ambientales del sitio en estudio, la disponibilidad de las tecnologías en el mercado, así como los códigos que regulan el lugar de explotación.<sup>29</sup> Considerando que la finalidad del presente proyecto es seleccionar la mejor opción al momento de producir un campo costa

---

<sup>28</sup> RONALDS, B.F. Deepwater Facility Selection. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. U.S.A. Mayo, 2002. OTC 14259.

<sup>29</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 40 p.

afuera, se hace énfasis en los requerimientos más determinantes para esta operación.

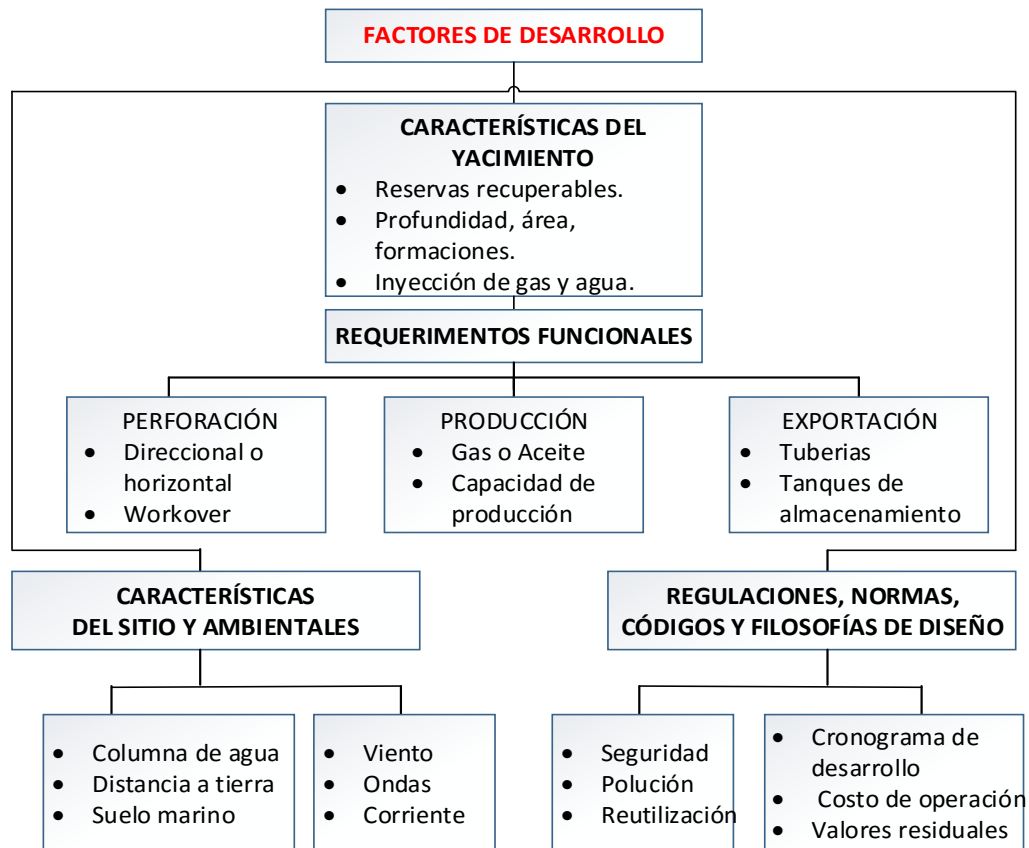
La figura 6 ilustra todas las variables que según Chakrabarti (2005), afectan las opciones de desarrollo de un campo marítimo. En ella se resaltan varios factores, los cuales fueron seleccionados por los autores como fundamentales a la hora de escoger una unidad de producción para el desarrollo de los proyectos costa afuera.

Dichos factores fueron agrupados dentro de cinco grandes conjuntos. Estos grupos son:

- Características de yacimiento y producción.
- Requerimientos funcionales.
- Características de sitio y ambiente.
- Filosofía de diseño, códigos, reglas y regulaciones.
- Características de los sistemas de producción.

A continuación, se resumen cada una de las categorías con los factores que serán utilizados en la matriz de selección.

**FIGURA 6. Factores que afectan los componentes y conceptos de desarrollo de un campo.**



**Fuente:** CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 43 p.

**2.1.1. Características del yacimiento y los fluidos.** Las características del yacimiento y de los fluidos presentes en él, definen los requisitos mínimos de perforación, producción y exportación para el desarrollo de un campo en específico. Estos pueden ser obtenidos en la etapa de exploración mediante datos sísmicos, pozos exploratorios y pruebas de laboratorios. En dicha etapa es posible definir aproximadamente el tamaño del reservorio y su configuración, la cantidad de reservas recuperables, el perfil de producción, el número requerido de pozos y su disposición, y las características del crudo.

A continuación, se muestran los factores que se tuvieron en cuenta a la hora de realizar la matriz de selección del sistema de producción marítima, en relación con las características del yacimiento y los fluidos producidos por este mismo.

- **Geometría del yacimiento.** Uno de los parámetros que afecta la selección del sistema de producción está relacionado con la geometría del yacimiento, la cual está en función de su forma, extensión y conectividad, esto nos brinda una idea del patrón de pozos que se deba implementar en el proyecto, pudiendo ser un arreglo de tipo clúster (centro de perforación único) o de pozos distribuidos, así mismo este factor es determinante para seleccionar el lugar más adecuado de instalación del árbol de control, ya sea en superficie o en el fondo oceánico.

Así, es común que, si el yacimiento tiene una proyección horizontal extensa, sean necesarios varios centros de perforación con pozos productores dispersos, por lo que generalmente se utilizan sistemas submarinos de producción para coleccionar/Enviar los fluidos a un mismo sistema flotante.

Por el contrario, cuando al proyecto le favorece un único centro de perforación (el yacimiento no presenta una gran extensión) y los pozos productores son diseñados en un arreglo tipo clúster (ceranos entre sí), el árbol de control puede ser instalado en la cubierta de la misma plataforma, como es el caso de las plataformas fijas. En el caso de las plataformas flotantes, las de tipo TLP y Spar son las únicas que pueden alojar en sus cubiertas árboles de control superficiales, mientras que los árboles de control submarinos o mojados pueden ser utilizados en cualquiera de los sistemas flotantes de producción.<sup>30</sup>

---

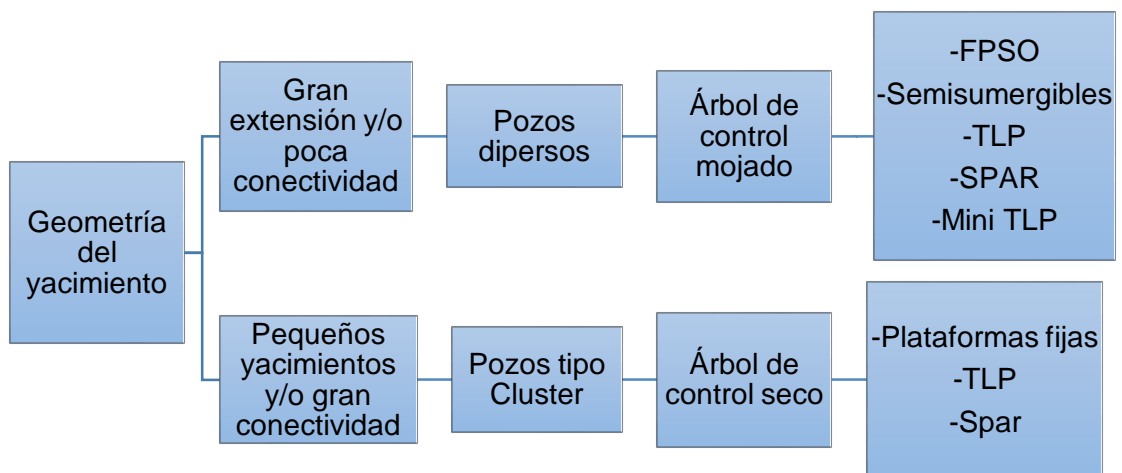
<sup>30</sup> BARRANCO, C. F. Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Ingeniería Naval. Trabajo para la Academia de Ingeniería, México. 2012. 31 p.

De esa manera, en la figura 7 se resumen la relación entre el tipo de plataformas de producción y la geometría del yacimiento.

Así, para la selección óptima del sistema de producción se definieron los siguientes factores que determinan el tipo de arreglo en los proyectos de extracción off-shore:

- Área del yacimiento.
- Conectividad del yacimiento.

**FIGURA 7. Relación entre el tipo de plataforma y la geometría del yacimiento.**



**Fuente:** Los autores.

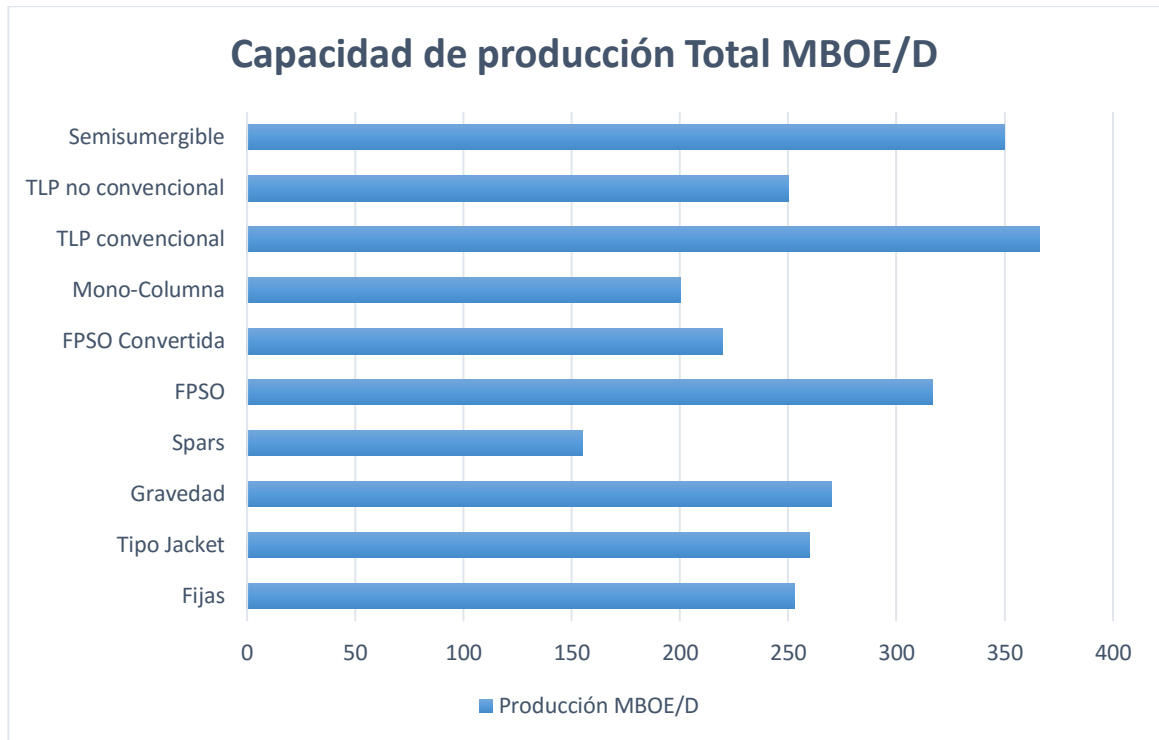
- **Capacidad de producción del yacimiento.** Para la evaluación de este factor, se tiene en cuenta la capacidad de producción del yacimiento en estudio y se compara con la capacidad de producción de cada plataforma, la cual depende principalmente de su facultad para tratar los fluidos provenientes del yacimiento, ya sea aceite, agua o gas, en base a esto, ciertas plataformas poseen un mayor potencial de producción. En la figura 8 se muestran las capacidades de producción de las plataformas en estudio, teniendo en cuenta los casos exitosos en la industria

y su registro máximo, siendo las plataformas TLP las que cuentan con un mayor potencial, y las Spars con menor capacidad de producción.

- **Tipo de fluidos.** Para tener un correcto desarrollo de cualquier campo costa afuera, es necesario tener claro el tipo de fluido a producir, aceite negro, volátil, gas retrogrado, húmedo o seco, pues de estos dependerá el diseño y selección de las facilidades de superficie a utilizar en la plataforma (separadores, tratadores electrostáticos, intercambiadores de calor, FWKO, etc.). Actualmente todas las plataformas están en la facultad y pueden acomodar sus condiciones para producir cualquier tipo de fluido, sin embargo, plataformas como las de tipo FPSO han manifestado problemas al momento de manejar una gran producción de gas en los proyectos desarrollados, esto a causa de las dificultades que presenta este tipo de fluido para su almacenamiento y procesamiento. Según Ronalds (2002), de las FPSO instaladas en la actualidad solo el 45% tiene la capacidad de exportar gas, pero en mínimas cantidades, al contrario de plataformas Semi-sumergibles o TLP, las cuales presentan un buen rendimiento frente a este tipo de fluido.

De la misma manera, el tipo de fluido a producir en el proyecto de extracción afecta en la selección de la unidad de producción en cuanto al requerimiento de un sistema de facilidades más complejo, por ejemplo, cuando la producción de aceite lleva consigo gas asociado se hace necesaria la instalación de facilidades de superficie adicionales que procesen los fluidos por separado, esto trae consigo la necesidad de instalar estructuras con grandes áreas en sus cubiertas y mayor capacidad de carga.

**FIGURA 8. Capacidad de producción de cada tipo de plataforma.**



**Fuente:** Información tomada de (BARTON, C., et al. Deepwater solutions & records for concept selection. Enabling Technologies for Deepwater Production [online]. vol. 1. Poster May, Offshore Magazine inset, 2017. (Recuperado en 5 de abril de 2018). Disponible en <URL:<https://www.offshore-mag.com/content/dam/offshore/print-articles/volume-77/05/2017-DeepwaterPoster-D6-Ads.pdf>>.)

- **Reservas probadas.** A partir del número de reservas que posea el campo en cuestión, es posible definir la cantidad de inversión que se puede aplicar en determinado proyecto, puesto que esto brinda una idea muy cercana de la magnitud y alcance que este tendrá durante su vida productiva. De esta manera es posible determinar el tipo de plataforma que sea la óptima a la hora de desarrollar el proceso de extracción, ya que algunas necesitan de un proyecto de alta magnitud que pueda costear su respectiva construcción, transporte, instalación y/o manutención; por otro lado, existen plataformas que han sido diseñadas para desarrollar proyectos de corto alcance, debido en mayor medida a su facilidad de instalación y sus bajos costos, este es el caso de las plataformas TLP no convencionales (SeaStar y

Moses). Por ejemplo, en el caso de las plataformas TLP, donde su proceso riguroso de instalación y construcción, y su nula reutilización en la industria (no ha presentado ningún tipo de reutilización hasta el momento), hace que su aplicación no sea viable en proyectos de baja envergadura. Para evaluar la importancia y magnitud de los proyectos, teniendo en cuenta las reservas probadas de hidrocarburo, se basó en la clasificación de los yacimientos por su tamaño (Tabla 4), dando así una idea de aquellos que representan una mayor importancia a la hora de instalar un sistema de producción.

**TABLA 4. Clasificación de los yacimientos según reservas.**

<b>Campos</b>	<b>Mbpr*</b>
Supergigantes	>5000
Gigantes grandes	2000-5000
Gigantes medianos	1000-2000
Gigantes pequeños	500-1000
Grandes	100-500
Medianos	25-100
Pequeños	10-25
Muy pequeños	<10

\*Millones de barriles de petróleo recuperable

**Fuente:** GARCÍA REYES, Miguel; JARAMILLO, Gerardo Ronquillo. Estados Unidos, petróleo y geopolítica. México, Coedición del Instituto Mexicano del Petróleo y Plaza y Valdés Editores, 2005.

- **Profundidad.** La profundidad en cualquier proyecto de extracción de hidrocarburos, ya sea marítimo o terrestre, es un factor fundamental para tener en cuenta en el correcto desarrollo de un campo, ya que gracias a ella se diseñan los procesos de perforación, completamiento y extracción de los fluidos. En el caso de la producción marítima, además de lo mencionado anteriormente, la profundidad de un yacimiento es fundamental a la hora de realizar la selección del sistema de

producción, puesto que a medida que esta aumenta, la construcción del pozo, los tiempos de perforación y completamiento, y la complejidad en los procesos también lo hacen<sup>31</sup>, esto quiere decir que a mayores profundidades el proyecto precisa de mayores medidas de seguridad (altas presiones), control de procesos y facilidad de manejo de pozo, hecho por el que se recomienda un completamiento de tipo seco; así se tiene mayor facilidad a la hora de realizar las intervenciones en los pozos y procesos fundamentales en el desarrollo del campo, por ejemplo, la implementación de un método de levantamiento artificial o recobro secundario. Por otro lado, al trabajar con equipos más grandes y complejos, surge la necesidad de utilizar plataformas que tengan la capacidad de manejar mayor peso en su cubierta.

En resumen, los proyectos con yacimientos ubicados en altas profundidades tienen como resultado que la aplicación de ciertas plataformas se vea limitada, sobre todo para aquellas que no tienen una capacidad de carga alta y las que no sea posible la implementación de un completamiento seco.

### **2.1.2. Requerimientos Funcionales**

- **Exportación, transporte de hidrocarburos y capacidad de almacenamiento.** Para la evaluación de este parámetro es determinante conocer las opciones de transporte de petróleo y gas disponibles, así como las alternativas de almacenamiento alrededor del punto en estudio. De esta manera, para muchos proyectos, la opción de vincularse a una línea ya existente suele ser una idea atractiva, incluso si esto requiere la instalación de millas de tubería submarina nueva.

---

<sup>31</sup> XIA, Jinzhu; D'SOUZA, Richard. Applicability of Various Floating Platform Designs for Deepwater Hydrocarbon Production off North West Australia. Deep Offshore Technology (DOT). Perth, Australia. 27-29 November. 2012. P.8.

Por otro lado, debido al costo prohibitivo de instalar una nueva tubería, surge la necesidad de emplear sistemas de producción con almacenamiento de petróleo a bordo o buques de almacenamiento en la cercanía del lugar de extracción. Por ejemplo, en áreas remotas como África Occidental, el Oeste de las Islas Shetland o las Islas Faroe<sup>32</sup>, la falta completa de infraestructura de oleoductos requiere de FPSO's que actúen como unidad productora y conjuntamente cumplan con la función de almacenar el hidrocarburo hasta una próxima descarga de este.

En ese orden de ideas, en caso de que en el sitio de desarrollo del campo exista algún sistema de exportación de fluidos y no se requiera la aplicación de una plataforma con capacidad de almacenamiento, las estructuras que no posean esta facultad, como las fijas tipo Jacket, y las TLP serán preferidas sobre aquellas que si poseen.

Por el contrario, aquellas que cuenten con la ventaja de acumular hidrocarburos en su interior serán aventajadas sobre las demás, siempre y cuando no exista algún tipo de exportación en la zona de desarrollo. La plataforma tipo FPSO es la unidad con mayor capacidad de almacenamiento en su estructura, sin embargo, esta no es la única que presenta esta ventaja, ya que existen plataformas como las Spar y las Semi-sumergible, que poseen la facultad de alojar en su interior hidrocarburo, pero en una menor proporción.

- **Peso asociado a las facilidades de superficie.** El peso asociado a las facilidades de superficies presentes en la cubierta de la plataforma está vinculado con la cantidad y complejidad de los equipos requeridos para el procesamiento del

---

<sup>32</sup> LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011. 146 p.

fluido en el proyecto. Este procesamiento se ve afectado por las características de estos, como la presencia de hidratos y la formación de parafinas en el crudo, y/o la presencia de ácido sulfúrico y dióxido de carbono en el gas; por lo tanto envuelve el aseguramiento del flujo (capacidad de mantener el flujo interrumpido de hidrocarburos desde el yacimiento hasta sistemas de recolección) y el impulso del mismo (cuando el aceite presenta problemas de flujo es necesario sistemas de levantamiento artificial o métodos de recuperación mejorada).

Todos los equipos necesarios para el procesamiento traen consigo repercusiones en el número de pisos, el arreglo físico y principalmente en el peso de la plataforma, ya que algunas de ellas tienen una mayor sensibilidad que otras al peso que requieren soportar. Entre mayor sea esa sensibilidad de la plataforma, mayor será el impacto que tendrá el peso de cada una de las facilidades de superficie que se instalen en la estructura, lo cual trae consigo una inestabilidad en el sistema, que afecta la seguridad del proyecto.

Las plataformas FPSO y Semisumergible poseen grandes áreas en sus cubiertas y capacidad de carga, y pueden ser ampliadas sin afectar considerablemente el diseño de su casco de flotación, risers y sistemas de anclaje; por el contrario, los tendones de las TLPs y el sistema de risers en las Spars deben ser rediseñados al modificarse las dimensiones o calado de operación de la unidad flotante.<sup>33</sup> Sin embargo, en la literatura se encuentra una variedad de opciones y técnicas de reducción de peso en el diseño de las facilidades de superficie de una plataforma, una de ellas es la técnica presentada por Boyd (1986) en su artículo científico "Topsides Weight Reduction Design Techniques for Offshore Platforms", donde se mencionan diferentes posibilidades a la hora de diseñar una plataforma, de manera que el peso en su estructura se vea afectado positivamente.

---

<sup>33</sup> BARRANCO, C. F. Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Ingeniería Naval. Trabajo para la Academia de Ingeniería, México. 2012.p 32

- **Número de pozos.** Un factor que debe ser evaluado en el proceso de selección del sistema de producción para desarrollar un campo off-shore es el número de pozos, sin importar que cumplan con tareas de producción y/o inyección, puesto que, a medida que el número aumenta, los pozos ocupan mayor área en la cubierta y generan una carga en la estructura sobre la cual son soportados.

En este sentido, teniendo en cuenta que la cantidad de pozos instalados en un proyecto marítimo está determinada por la conectividad, el espesor y el área del yacimiento<sup>34</sup>, y que esta cantidad es proporcional al peso que debe soportar la estructura, este factor se convierte en significativo para la selección, ya que cada tipo de plataforma posee diferente sensibilidad de carga, siendo aquellas unidades con mayor tolerancia, como la FPSO, la semis o fijas, las que admitirán un mayor número de pozos; contrario a aquellos sistemas que posean una baja resistencia.

- **Frecuencia de perforación y workover.** Existen plataformas de producción que poseen diferentes características como la capacidad de almacenamiento y de perforación, características que se hacen imprescindibles en cualquier proyecto de producción marítima, lo cual hace que, en ambos casos, sea indispensable suplir esa necesidad en el momento en el que el proyecto lo requiera, si es el caso que las plataformas carezcan de alguna de ellas.

En el caso de que la carencia sea la capacidad de perforación es necesaria una unidad móvil para realizar el proceso de perforación de pozos o cualquier trabajo de mantenimiento (workover), ya sean los buques de perforación (Drill-Ship), las plataformas auto-elevables (MODU) o cualquier unidad móvil de perforación Offshore (MODU, por sus siglas en inglés: Movil Offshore Drilling Unit). La aplicación

---

<sup>34</sup> XIA, Jinzhu; D'SOUZA, Richard. Applicability of Various Floating Platform Designs for Deepwater Hydrocarbon Production off North West Australia. Deep Offshore Technology (DOT). Perth, Australia. 27-29 November. 2012. P.7.

adicional de estos sistemas implica un mayor costo en la operación, además que trae consigo una alta complejidad, incremento de la producción diferida y mayor logística en el proyecto.

En este sentido y teniendo en cuenta que la experiencia en la industria ha demostrado que la perforación y el completamiento de pozos profundos en zonas marítimas puede consumir cerca del 50% del presupuesto para el desarrollo de un campo, es importante conocer la necesidad futura de frecuentes intervenciones en el pozo para realizar trabajos de estimulación<sup>35</sup>. De esta manera, será importante analizar la necesidad del proyecto de la aplicación de un sistema de producción que maneje la capacidad de perforar y realizar trabajos de workover, lo cual está en función principalmente del tamaño, geometría y complejidad del yacimiento.

En otras palabras, al iniciar el proyecto se debe tomar la decisión de incluir o no la capacidad de perforación. Cuando un yacimiento requiere un gran número de pozos accesibles desde un solo centro de perforación, la implementación de un taladro de perforación que permita el acceso directo a los pozos, reducirá sustancialmente los costos de perforación, completamiento e intervención, comparados con el uso de un MODU.

En Resumen, la capacidad de perforación es un factor que ayudar significativamente en la reducción de costos y procesos, sin embargo, existen proyectos los cuales su aplicación no es determinante. Lo anterior se puede observar en la siguiente tabla donde se muestran las características que hacen necesaria la utilización frecuente de los taladros de perforación y manutención.

---

<sup>35</sup>XIA, Jinzhu; D'SOUZA, Richard. Applicability of Various Floating Platform Designs for Deepwater Hydrocarbon Production off North West Australia. Deep Offshore Technology (DOT). Perth, Australia. 27-29 November. 2012. P.18.

**TABLA 5. Características que hacen necesaria la utilización de workover.**

Tamaño del yacimiento	Centros de perforación	Necesidad
Pequeños	Único	Solo producción
Medianos, estratificados o compactos	Único	Workover
Grandes, estratificados o compactos	Único	Perforación
Grandes, gran extensión	Múltiples	Solo producción
Múltiples	Múltiples	

**Fuente:** Modificado de (XIA, Jinzhu; D’SOUZA Richard. Applicability of Various Floating Platform Designs for Deepwater Hydrocarbon Production off North West Australia. A KBRE Company. Deep Offshore Technology, 27-29 Noovember 2012, Perth, Australia. Tabla 1.)

**2.1.3. Características del sitio y ambiente.** Las características del sitio pueden hacer que el desarrollo del campo no sea factible debido a problemas técnicos y / o razones económicas. Los parámetros clave que definen las características del lugar, es decir, la profundidad del agua, material de cimentación, sismicidad, hielo, viento, ola y corriente, influyen directamente la selección de la opción de desarrollo de campo y la magnitud de la inversión requerida. <sup>36</sup>

• **Características del ambiente.** Para evaluar este factor se tuvieron en cuenta los diferentes ambientes que se pueden presentar en las zonas marítimas a nivel mundial, definidos de la siguiente manera:

---

<sup>36</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 42 p.

- **Ambientes Calmos:** Estos no se ven afectados por condiciones extremas en el sitio, ya sea huracanes, tifones o tormentas destructoras, que pongan en riesgo la integridad de la plataforma, sin embargo, el factor dominante serán las corrientes marinas.
  
- **Ambientes Moderados:** Se presentan condiciones en las cuales la plataforma puede manifestar algunas afectaciones en su estructura por causa de la fatiga, sin embargo, estas no se consideran severas. Hay presencia de tormentas y/o huracanes.
  
- **Ambientes severos:** Presencia de fuertes corrientes, olas extremas y vientos mayores a 160 Km/h. La plataforma es muy perceptible de presentar problemas de fatiga y daños estructurales debido a las tormentas extremas.

Estos ambientes se encuentran distribuidos en las distintas zonas geográficas a nivel mundial, siendo algunas regiones más favorables a la hora de desarrollar un proyecto de extracción de hidrocarburos. En la figura 9 se muestran las regiones a nivel mundial, clasificadas según su condición ambiental.

Después de observar la información presentada en el poster Deepwater solutions & records for concept selection (2017) de la revista electrónica Offshore magazine, se notó que todas las estructuras tienen la capacidad de realizar sus operaciones de manera segura en ambientes calmos y moderados, sin embargo solo las plataformas fijas de gravedad y la flotante de tipo Spar son óptimas trabajando en ambientes severos y muy severos en los que se tiene presencia de fuertes corrientes, olas extremas y vientos mayores a 160 Km/h.

**FIGURA 9. Lugares el mundo con producción offshore distribuidos en los diferentes rangos de ambientes.**

Calmos	Moderados	Severos	Muy Severos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• África Occidental</li> <li>• Golfo Pérsico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Golfo de México</li> <li>• Brazil</li> <li>• Noroeste australiano</li> <li>• Mar Mediterráneo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mar del Norte (Sector Sur)</li> <li>• Mar del Sur de China</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mar del Norte (Sector Norte)</li> <li>• Costa Sudafricana</li> <li>• Atlántico Norte en Canadá</li> <li>• Atlántico Occidental del Reino Unido y Noruega</li> </ul>

**Fuente:** Los autores

- **Estabilidad del sistema de producción.** La estabilidad de los sistemas de producción tanto fijos como flotantes es afectada por distintas características del sitio y del ambiente, sin embargo, los primeros se ven afectados en mayor proporción por el tipo de suelo y los segundos son generalmente perturbados por la frecuencia de oleaje.

- **Frecuencia de oleaje.** Uno de los factores más importantes al momento de seleccionar la plataforma de producción óptima para un campo está relacionado con las fuerzas que inciden sobre las estructuras offshore a través de las corrientes, mareas, vientos y oleaje del lugar; estas afectan directamente la estabilidad mecánica y por tanto la funcionalidad y el desempeño estructural de la plataforma. Este parámetro es determinante al momento de seleccionar la unidad de producción, ya que garantiza la seguridad del proyecto en estudio.

Las plataformas fijas, presentan una gran ventaja con respecto a las plataformas flotantes en este factor, debido que al ser fijadas en el suelo marino consiguen una alta estabilidad y bajos movimientos ante las acciones meteorológicas y oceanográficas<sup>37</sup>, por el contrario, las unidades flotantes se ven altamente afectadas por dichas fuerzas, debido a la libertad de movimiento de traslación y rotación que les brindan los diferentes mecanismos de anclaje utilizados.

Las fuerzas debidas a corrientes, mareas, vientos y oleaje son causales de los movimientos de las plataformas flotantes en todos o algunos de los seis grados de libertad mencionados a continuación.<sup>38</sup>

- Tres movimientos de traslación sobre los ejes X, Y, Z
  - **Avance (Surge):** Movimiento en el eje X hacia adelante y hacia atrás.
  - **Deriva (Sway):** Movimiento lateral sobre el eje Y.
  - **Arfada (Heave):** Movimiento en el eje Z hacia arriba y hacia abajo.
  
- Tres movimientos de rotación sobre los ejes X, Y, Z
  - **Balanceo (Roll):** Rotación de babor a estribor en el eje X.
  - **Cabeceo (Pitch):** Rotación de popa a proa en el eje Y.
  - **Guiñada (Yaw):** Rotación alrededor del eje vertical Z.

Asimismo, una estructura flotante y anclada puede responder a las fuerzas de los vientos, las olas y las corrientes, en tres escalas de tiempo diferente.<sup>39</sup>

---

<sup>37</sup> BARRANCO, F. Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Ingeniería Naval. Academia de Ingeniería. México 2012. p 8.

<sup>38</sup> MEDINA, J. Criterios metoceánicos para la operación de risers en plataformas semisumergibles de perforación en aguas profundas, Tesis, Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, México 2014. P. 66.

<sup>39</sup> RECOMMENDED PRACTICE. DET NORSKE VERITAS AS. DNV-RP-F205. Global Performance Analysis of Deepwater Floating Structures. Octubre. 2010.

- Movimientos en la frecuencia del oleaje (WF, del inglés *Wave Frequency*)
- Movimientos en bajas frecuencias (LF, del inglés *Low Frequency*)
- Movimientos en altas frecuencias (HF, del inglés *High Frequency*).

Las cargas del oleaje de mayor magnitud sobre las estructuras costa afuera se presentan en las frecuencias del oleaje, generando movimientos WF de la plataforma. Por ello, con el fin de evitar efectos de resonancia de gran magnitud, la plataforma elegida debe tener sus periodos naturales de vibración alejados de las frecuencias características del oleaje presente en el sitio de operación.

Los períodos naturales de movimiento típicos de las plataformas flotantes se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 6. Periodos naturales de movimiento típicos de los sistemas flotantes.**

	<b><i>Periodos Naturales (segundos)</i></b>			
	<b><i>FPSO</i></b>	<b><i>SPAR</i></b>	<b><i>TLP</i></b>	<b><i>SEMI</i></b>
<b><i>Avance</i></b>	>100	>100	>100	>100
<b><i>Deriva</i></b>	>100	>100	>100	>100
<b><i>Arfada</i></b>	5-12	20-35	<5	20-50
<b><i>Balanceo</i></b>	5-30	50-90	<5	30-60
<b><i>Cabeceo</i></b>	5-12	50-90	<5	30-60
<b><i>Guiñada</i></b>	>100	>100	>100	>100

**Fuente:** RECOMMENDED PRACTICE. DET NORSKE VERITAS AS. DNV-RP-F205. Global Performance Analysis of. Deepwater Floating Structures. Octubre. 2010.

Como se aprecia en la tabla, una característica común de todos los tipos de plataformas flotantes es que son "suaves" en el plano horizontal (avance, balanceo, guiñada) generalmente mayores a 100 s. Las diferencias fundamentales entre las plataformas están relacionadas con sus movimientos en el plano vertical (arfada, balanceo y cabeceo).

En este sentido, para llevar a cabo la presente selección de sistemas de producción costa afuera, se define que los periodos naturales determinantes para el desarrollo de los proyectos de extracción son aquellos que se presentan en la vertical<sup>40</sup>, donde existe diferencia de comportamientos y que su omisión podría poner en riesgo la seguridad del proyecto a evaluar.

- **Tipo de suelo.** Así como, la frecuencia de oleaje afecta significativamente la selección del tipo de plataforma únicamente entre flotantes por la libertad de movimiento de traslación y rotación que les brindan los diferentes mecanismos de anclaje utilizados, y no a las fijas; el tipo de suelo marino afecta representativamente la elección entre estructuras fijadas al suelo marino por su fundación directa en este. De manera que, cuando el fondo marino es un suelo arcilloso extremadamente duro, como el del Mar del norte, proporciona un soporte fino para las estructuras basadas en la gravedad; a diferencia de los suelos arcillosos poco consolidados y sucios en el Golfo de México donde se tendrían plataformas deslizándose si no estuvieran clavadas mediante estacas profunda, como en la plataforma tipo Jacket y la torre complaciente.<sup>41</sup>

---

<sup>40</sup> RECOMMENDED PRACTICE. DET NORSKE VERITAS AS. DNV-RP-F205. Global Performance Analysis of Deepwater Floating Structures. Octubre. 2010.

<sup>41</sup> LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011. 146 p.

- **Columna de agua.** En cuanto a las características del sitio donde se instalará la plataforma, la más importante a tener en cuenta es la altura de la columna de agua, ya que algunas plataformas no están diseñadas para ser utilizadas en todas las profundidades debido a que no son técnicamente viables o porque se tornan muy costosas.

Las realidades de las leyes de la física y de la fuerza limitada, junto con la flexibilidad de los materiales hacen que las profundidades del agua sean el primer corte en la elección de un sistema de desarrollo. En números redondos, las profundidades máximas de agua para cada una de las opciones son las siguientes.

**TABLA 7. Lámina de agua límite para cada tipo de plataforma.**

Plataformas fijas	Hasta aproximadamente 1,500 ft
Plataformas de concreto	Hasta 1000 ft
TLP	Hasta 5000 ft
Spars	Ilimitado
FPSO	Ilimitado
Semi-submersível	Ilimitado
Mono Br	Ilimitado

**Fuente:** LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011.

#### **2.1.4. Códigos, reglas y resoluciones.**

La administración de la compañía puede ser demasiado conservadora para seleccionar un nuevo concepto de desarrollo de campo y las reglas y regulaciones del proyecto a desarrollar pueden aumentar sustancialmente el costo del proyecto haciéndolos financieramente poco atractivos.<sup>42</sup> Cada país tiene sus propios códigos

<sup>42</sup> CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005. 42 p.

y normas que reglamentan las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, maximizando su recuperación final, evitando su desperdicio y cualquier daño a las personas y al medio ambiente.

Algunas normatividades pueden restringir totalmente el uso de algún tipo de sistema de producción, como es el caso de los FPSO's en la parte estadounidense del Golfo de México aprobados a partir del año 2002 por el entonces Mineral Management Services (MMS). En el año 2007, el MMS (ahora denominado Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement) aprobó a Petrobras el plan de desarrollo de los campos Cascade y Chinook con el uso del primer FPSO en el Golfo de México Norte.<sup>43</sup>

Es necesario tener en cuenta las regulaciones y normas del país, así como de la compañía operadora en cuestión, con respecto a la utilización o no de ciertas unidades de producción de hidrocarburos. En caso de existir algún tipo de regulación por una de las partes desarrolladoras del proyecto, inmediatamente el parámetro en cuestión se torna en determinante a la hora de seleccionar una unidad de producción. De lo contrario, en caso de que no exista ningún tipo de restricción, este factor no será considerado dentro de la selección del sistema de producción.

**2.1.5. Características del sistema de producción.** Durante el desarrollo del presente proyecto, se logró diferenciar un tipo de variable para la selección de plataformas marítimas, que no depende principalmente de los requerimientos o características del proyecto en sí, puesto que es un tipo de parámetro que deriva de características, ventajas y/o desventajas que se consideran constantes para cada tipo de sistema de producción costa afuera, en consecuencia, a la hora de ser

---

<sup>43</sup> BARRANCO, F. Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Ingeniería Naval. Academia de Ingeniería. México 2012. p 32.

evaluadas en el desarrollo de la matriz de decisión, serán de un valor único para cada plataforma dependiendo de su desenvolvimiento en relación al parámetro que se quiera evaluar, esto sin importar las características del proyecto. En este sentido, los parámetros considerados como características propias del sistema de producción son los siguientes:

- **Reutilización y movilización para otros proyectos.** Después de finalizado el proyecto de extracción, cuando la producción de gas y aceite termina, los pozos son taponados y se da el desmontaje de la plataforma, este puede ser una remoción completa o parcial de la estructura, lo que trae consigo el aprovechamiento de los equipos removidos, por lo tanto, es importante contar con una plataforma que pueda ser mudada a otro sitio y logre ejecutar tareas en él, en caso de que sea necesario.

El desmonte, reutilización y movilidad de una plataforma depende de criterios tanto políticos y ambientales, como de criterios estructurales como el peso, tamaño y tipo de plataforma instalada en el proyecto, con esto, se puede tener un porcentaje de recuperación de la inversión inicial (aunque en algunos casos el costo de la desinstalación suele ser muy grande), además de que el sitio donde se desarrolló la explotación vuelve a sus condiciones naturales, lo que hace que sea un factor importante a la hora de la selección de la plataforma.

Para las FPSO's y Semi-Sumergibles, al ser plataformas de tipo flotante, son más fáciles y baratas a la hora de desinstalar, sobre todo si se encuentran en aguas someras, puesto que en aguas profundas es necesaria la utilización de ROV's (Vehículos de Operación Remota), en vista que se supera los límites posibles de trabajo de los buzos, en este caso se debe evaluar si es rentable realizar una remoción completa de la plataforma.<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> RUIVO, F. M., y MOROOKA, C. K. Decommissioning Offshore Oil and Gas Fields. 2001. SPE-71748-MS.

En el caso de las plataformas TLP, su proceso de desinstalación es diferente, a pesar de que también son estructuras flotantes, esto debido a su sistema de anclaje tensionado, lo cual dificulta la desinstalación de la misma, además, los risers utilizados por esta plataforma son complejos a la hora de remover, por tal razón, no ha habido experiencias de desinstalación y reutilización de este tipo de plataformas en la industria.<sup>45</sup>

Debido a que las estructuras tipo SPAR son muy grandes y utilizan risers rígidos, la desinstalación total de este tipo de plataforma se convierte en un proceso más complejo que las FPSO's y las Semi-Sumergibles. Las opciones más viables para su desmantelamiento son la reutilización y el uso de su estructura en el mismo sitio de instalación para otros procesos, por ejemplo, como fuente de energía eólica (Figura 10).

Hasta la fecha solo se ha registrado un caso de remoción completa de una plataforma tipo SPAR, la Brent SPAR con 150 metros de largo y 29 de diámetro, pesando cerca de 66 mil toneladas.

---

<sup>45</sup> AMORIM, Tailand Oliveira. Plataformas Offshore-Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, UEZO, Rio de Janeiro, Brasil. 2010.

**FIGURA 10. SPAR como fuente de Energía Eólica**



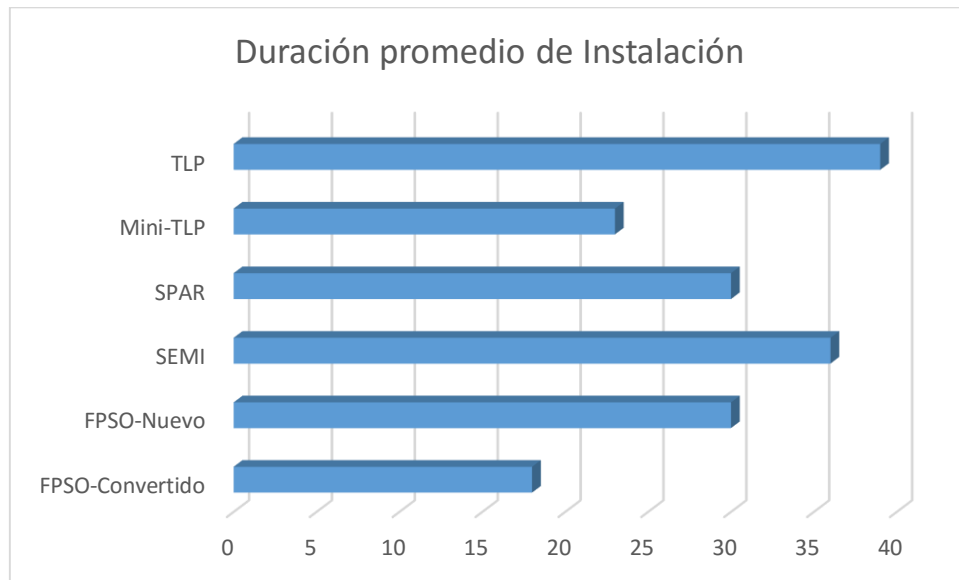
**Fuente:** MIT Tchnology review. (Recuperado en 30 de Marzo, 2018) Disponible en: URL:<https://cdn.technologyreview.com/s/410216/wind-power-moves-into-deep-waters>.

- **Duración promedio de instalación de proyectos.** En la figura 11 se muestra la duración promedio de proyectos de Ingeniería, Procura, Construcción, Instalación y Arranque (IPCIA) de los diversos tipos de sistemas flotantes de producción, obtenida de valores reportados por la industria de los proyectos ejecutados. En esta figura se puede observar que la opción de convertir un buque tanque a FPSO presenta los menores tiempos de ejecución de los proyectos (18 meses).<sup>46</sup>

---

<sup>46</sup>AMORIM, Tailand Oliveira. Plataformas Offshore-Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, UEZO, Rio de Janeiro, Brasil. 2010.p.33.

**FIGURA 11. Duración promedio de proyectos de Ingeniería, Procura, Construcción, Instalación y Arranque (IPCIA).**



**Fuente:** BARRANCO, F. Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Ingeniería Naval. Academia de Ingeniería. México 2012.

- **Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas.**

El proceso de construcción, instalación e integración tiene cierta similitud en los diferentes tipos de plataforma, aunque para algunos sea más sencillo que para otros. Por lo general, la construcción de estas grandes estructuras es realizada en grandes patios de construcción en los cuales se componen partes o subconjuntos de las mismas que serán transportados hasta el sitio de operación y posteriormente integrados para dejarlas en funcionamiento. Este proceso genera grandes niveles de riesgo que demandan alta planificación en el diseño y supervisión durante el mismo, para así asegurar sus más altos estándares de la calidad y seguridad al finalizar la estructura.

Si bien, las plataformas fijas tipo jacket y flotantes tipo Spar son construidas bajo el procedimiento descrito anteriormente y por lo tanto caracterizadas como estructuras con fabricación tediosa y con altos niveles de riesgo, no son aquellas con mayor riesgo y dificultad en su evolución. Las plataformas fijas de gravedad son las más difíciles de fabricar, puesto que tienen que construirse como edificios de hormigón, desde abajo hacia arriba, utilizando acero de refuerzo incrustado en el concreto, mientras son transportadas hasta su sitio de operación, es decir, con la complejidad de ser elevadas y lastradas a lo largo del proceso de construcción en el mar.

Por otro lado, las plataformas flotantes tipo TLP, Semisumergible y la FPSO, poseen la ventaja de ser construidas e integradas en el mismo patio de construcción y, por lo tanto, transportadas e instaladas en el sitio de operación. Esto disminuye la complejidad y el riesgo del proceso, siendo aún más sencillo para aquellas de mayor flotabilidad, como la FPSO y la Semi-sumergible, y por lo tanto un más difícil para las de menor, como las TLP.

**TABLA 8. Facilidad de construcción e instalación.**

PLATAFORMA	SEMIS	FPSO	MINI TLP	MONO COLUMNA	
<b>Operación</b>	Relativamente	Simple operación	Simple	Simple operación	
<b>Riesgo</b>	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	
PLATAFORMA	GRAVEDAD	SPAR	JACKET	SPAR TRUSS	TLP
<b>Operación</b>	Altamente compleja	Muy compleja	Compleja	Relativamente compleja	Relativamente compleja
<b>Riesgo</b>	Mayor	Alto	Alto	Moderado	Moderado

**Fuente:** Modificado de (XIA, Jinzhu; D'SOUZA, Richard. Applicability of Various Floating Platform Designs for Deepwater Hydrocarbon Production off North West Australia. Deep Offshore Technology (DOT). Perth, Australia. 27-29 November. 2012.)

## 2.2. PARÁMETROS ADICIONALES

Los sistemas de producción de hidrocarburos costa afuera, además de requerir una unidad de producción que se ajuste a las diferentes características del proyecto de extracción y que brinde las condiciones idóneas para llevar a cabo las tareas que este demande, requieren de varios elementos que cumplen diferentes funciones a lo largo de la vida útil del campo, la correcta selección de cada uno de estos elementos puede brindar ventajas adicionales que garantizan la seguridad y el adecuado desarrollo del respectivo campo. Una buena decisión a la hora de escoger el tipo de riser, el anclaje de la plataforma flotante, los buques de perforación o mantenimiento de pozos, los sistemas de recolección de fluido, entre otros, hacen que la unidad de producción seleccionada se comporte de la mejor manera y brinde condiciones óptimas de trabajo.

En este proyecto se muestra un breve análisis de los tipos de risers, completamiento y anclaje aplicados en la industria, junto con los rangos de aplicación de cada uno de ellos para complementar la selección del sistema de producción marítima.

**2.2.1. Risers.** Son tuberías compuestas generalmente de acero, cuya función es conectar el suelo marino con una plataforma de operaciones de producción y/o perforación en la superficie del agua. Esta unidad tiene la capacidad de resistir tanto a los esfuerzos externos del ambiente como las corrientes, olas y la presión de la columna de agua en el sitio de desarrollo del proyecto, así como las presiones internas de los fluidos que transporta. El diseño de los risers depende de los movimientos que pueda presentar la plataforma a lo largo de la vida útil del campo,

ya que este factor es crítico para determinar las tensiones experimentadas por el sistema de tuberías, y deben ser diseñados para poder resistirlos.<sup>47</sup>

Existen dos tipos de risers para las plataformas de producción: los rígidos y flexibles, cada uno de ellos puede adoptar diversas configuraciones geométricas dependiendo de las características del proyecto, tales como las condiciones de operación o el tipo de unidad de producción a implementar en el mismo.

**2.2.1.1. Riser Rígido.** Son tubos de aproximadamente 12 metros de longitud, unidos por soldadura e instalados verticalmente. Generalmente están fabricados de acero, aunque muchos de estos pueden estar compuestos por titanio o algún material compuesto para elevar su resistencia estructural y volverlos más livianos. Sus configuraciones son las siguientes:

✓ **Vertical:** Este tipo de configuración presenta una rigidez vertical elevada y una baja amplitud de los movimientos verticales de la plataforma actuando siempre en tensión, lo cual hace que sea usada principalmente en las plataformas fijas (tipo Jacket, de gravedad o complaciente), donde su completamiento es de tipo seco y su movimiento debido a las condiciones ambientales es casi nulo. Como ventajas se tiene que los risers rígidos verticales no tienen restricción de profundidad, resisten altas presiones y temperaturas y su costo es bajo.

✓ **Riser rígido en Catenaria (SCR, por sus siglas en inglés: Steel Catenary Riser):** este tipo de configuración para un sistema de riser rígido se presenta cuando este adopta la geometría de un cable suspendido entre dos puntos, esto con el fin de brindar la posibilidad de trabajar en grandes profundidades, y con mayor libertad

---

<sup>47</sup> CARTER, B. y RONALDS, B. Deepwater Riser Technology. Perth, Australia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2014. SPE-50140-MS.

de movimiento, reduciendo la tensión en el sistema gracias al punto de contacto (TDP) con el suelo marino. Este tipo de configuración brinda la posibilidad de aplicar los risers rígidos a las plataformas flotantes de aguas profundas y ultraprofundas (TLP, Spar, SS y FPSO), admitiendo mayor libertad de movimiento, sin embargo, los movimientos excesivos de la plataforma pueden causar una fatiga en el soporte superior del riser o en el punto de contacto (TDP).

✓ **Top Tensioned Riser.** Este tipo de configuración es aplicable en las plataformas tipo TLP y Spar. En esta aplicación el riser se extiende verticalmente desde la plataforma y termina en una estructura base donde se une al sistema de exportación del proyecto, eliminando así el TDP. Debido a la libertad de movimiento de estas plataformas, influenciadas por los vientos, olas y corrientes marinas, este tipo de riser tiene instalado un dispositivo que compensa el movimiento de la unidad flotante en el sentido vertical, evitando el pandeo del mismo.

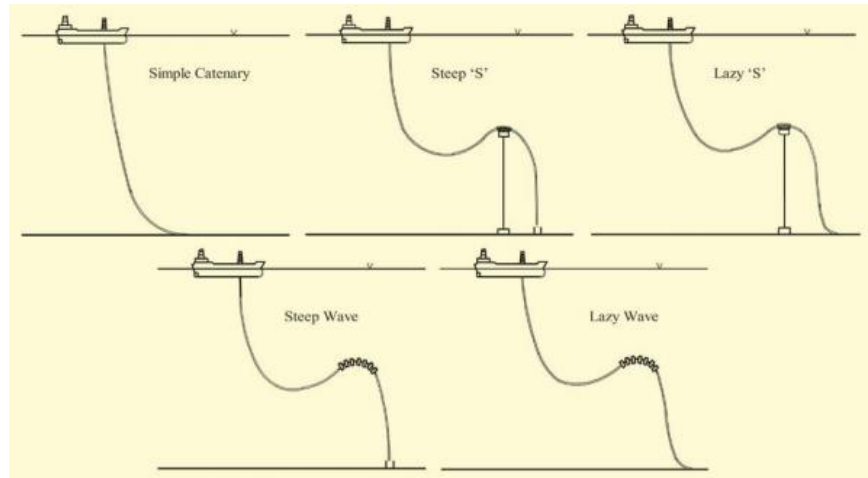
**2.2.1.2. Riser flexible:** Son ductos especiales utilizados en las operaciones de producción y exploración de hidrocarburos costa afuera, compuestos por capas de plástico y metal superpuestas que brindan una mayor ligereza, resistencia y flexibilidad, una gran facilidad de transporte e instalación y una fácil deformación a la hora de doblarse, pero también poseen un comportamiento rígido que les permite resistir a los esfuerzos del ambiente, la tensión, la torsión y la presión interna. Por tal razón este tipo de aplicación es la más apropiada para sistemas flotantes que experimentan movimientos verticales y/u horizontales significativos.

Sin embargo, el uso de tubería flexible en aguas ultraprofundas está restringido puesto que a grandes profundidades el sistema tubular no es capaz de soportar las altas presiones externas (se han registrado aplicaciones de hasta 1800m); aunque se ha optado por utilizar tuberías de pequeños diámetros que soportan una alta presión hidrostática externa, estos han encontrado limitaciones en cuanto a su

fabricación. Asimismo, al trabajar con risers flexibles a grandes profundidades el sistema puede exceder sus límites de viabilidad técnico-económica debido a su alto costo de fabricación.<sup>48</sup>

Los risers flexibles presentan varias configuraciones las cuales brindan diferentes ventajas con respecto al manejo de tensiones y condiciones marítimas. La figura 12 muestra las diferentes configuraciones de risers flexibles que se han presentado hasta el momento.

**FIGURA 12. Configuraciones típicas de SCR.**



**Fuente:** CARTER, B. y RONALDS, B. Deepwater Riser Technology. Perth, Australia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2014. SPE-50140-MS.

**2.2.2. Tipo de completamiento.** Existen dos tipos de configuraciones para realizar el completamiento en los proyectos costa afuera: seca (BOP en la superficie) o mojada (BOP en el suelo marino). El completamiento seco, posee su árbol de control en la superficie de la plataforma, de esta forma se facilitan las tareas de

<sup>48</sup> CARTER, B. y RONALDS, B. Deepwater Riser Technology. Perth, Australia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2014. SPE-50140-MS.

mantenimiento e intervención, ya que permiten el acceso directo a través del pozo al yacimiento, asimismo, este tipo de configuración permite la implementación de los taladros de perforación dentro de la misma unidad de producción, lo cual reduce los tiempos y costos en el proceso de extracción de hidrocarburos. El completamiento seco es aplicado a aquellas plataformas que no poseen grandes movimientos por causa de las condiciones ambientales (Fijas, TLP, Spar), así las plataformas fijas, la cuales poseen una importante estabilidad, solo pueden ser completadas con el BOP en la superficie, y las TLP y SPAR, tienen la posibilidad de ser completadas de modo seco o mojado, aunque lo ideal sea hacer uso del completamiento seco por temas económicos, la selección depende de las condiciones de mar, corriente y primordialmente de la extensión del yacimiento.

Por otro lado, el completamiento mojado tiene más complicaciones en cuanto al costo y la dificultad de mantenimiento, instalación e inspección, por el contrario, proporciona una mayor flexibilidad para el arreglo de pozos y la arquitectura del campo, además, son adecuados para el desarrollo de aquellos proyectos en los que las características del yacimiento poseen una gran incertidumbre. Las plataformas Semi-Sumergibles y FPSO's, que no son muy estables y manejan grandes movimientos en el plano vertical, requieren un completamiento mojado, del mismo modo, debido a su facilidad para moverse, ellas tienen la capacidad de ser desconectadas de fondo de pozo ante una emergencia, acción que es imposible de realizar con el control de pozo en superficie.

En este sentido, el tipo de configuración de completamiento a utilizar en el proyecto está en función del tipo de plataforma escogida para desarrollar el campo en cuestión, ya que la mayoría posee su configuración predeterminada, sin embargo, la configuración a aplicar en aquellas plataformas que tienen la posibilidad de utilizar cualquiera de las dos configuraciones dependerá de la extensión de área del yacimiento, siendo el completamiento mojado mayormente utilizado cuando el

yacimiento tiene una gran extensión (al igual puede trabajar en yacimientos de poca extensión), puesto que tiene la posibilidad de manejar varios centros de perforaciones, mientras que el completamiento seco solo es posible utilizarlo con proyectos que manejen un único centro de perforación.

**2.2.3. Tipos de sistemas de anclaje.** El sistema de anclaje es un conjunto de líneas de amarre, compuestas por diferentes materiales (amarras, cables de acero, cables de poliéster, cables de nylon, etc.), y anclas o estacas, que transfieren los esfuerzos que actúan sobre la plataforma para el suelo.<sup>49</sup>

Para brindar una seguridad a un proyecto marítimo de extracción de hidrocarburos, se debe garantizar la estabilidad de la plataforma que será instalada en el sitio de trabajo, por tal razón surge la necesidad de implementar un sistema de anclaje, el cual cumple con la función de permitir que la unidad de producción se mantenga en el lugar del proyecto y limite el desplazamiento de esta misma en el plano horizontal de la superficie oceánica<sup>50</sup>, provocado por el movimiento inducido por las cargas ambientales que actúan en la plataforma debido a la incidencia de las olas, el viento y las corrientes marinas, para así evitar daños y proteger la integridad de los risers conectados a las instalaciones submarinas o de los equipos en el fondo del mar.

Es importante aclarar que los sistemas de anclaje son aplicables solamente a las plataformas flotantes (excepto las TLP), ya que las plataformas fijas y las TLP no necesitan de estos sistemas para apoyarse al suelo marino, puesto que poseen su propio método: las plataformas tipo Jacket y las torres complacientes trabajan con su estructura enterrada en el fondo marino, para las plataformas de gravedad su

---

<sup>49</sup> GONÇALVES DE LACERDA, T. Análise de Sistemas de Ancoragem de Plataformas Flutuantes. Projeto Final de Curso—Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas, 2005.P. 8.

<sup>50</sup> JUVINAO CARBONO, Alonso. Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos. Rio de Janeiro, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

sistema se encuentra apoyado directamente al suelo y en el caso de las unidades TLP estas poseen su conexión a la tierra por medio de los tendones de acero.

Para las demás estructuras, existen principalmente dos configuraciones de anclajes, las cuales están clasificadas según la distribución de las líneas de amarre y representan los más utilizados en las operaciones de explotación de hidrocarburos.

**2.2.3.1. Anclaje extendido (Spread mooring).** Este es el sistema de amarre convencional en la industria, por lo tanto es un método en el que su uso brinda mucha confiabilidad. Este consiste en la distribución de varios grupos de líneas de amarre que se despliegan alrededor de la plataforma y permanecen aferradas al fondo del mar a través de anclas de arrastre. Este tipo de anclaje es utilizado en las unidades de tipo Semi-Sumergibles y Spar. Existen principalmente dos arreglos para este anclaje:

✓ **Catenaria:** este tipo de arreglo ha sido aplicado ampliamente en la industria y generalmente está compuesto por cadenas de acero, alambre o la combinación de ellos. De esta manera, el sistema permite grandes desplazamientos de la plataforma y se caracteriza porque gran parte de la extensión de la línea de amarre permanece recostada en el suelo marino, lo que da como resultado que pueda soportar grandes cargas horizontales cuando la plataforma realiza sus movimientos.<sup>51</sup>

La configuración en catenaria posee desventajas a la hora de trabajar en aguas profundas (>1000 m), debido a que al ser compuestas por cadenas y cuerdas de

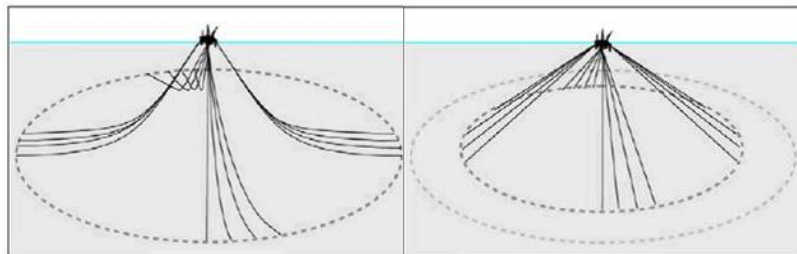
---

<sup>51</sup> QIAO, Dongsheng; OU, Jinping y WU, Fei. Design selection analysis for mooring positioning system of deepwater semi-submersible platform. En The Twenty-second International Offshore and Polar Engineering Conference. Perth, Australia. 2012. ISOPE-I-12-012.

alambre, su peso (soportado por la plataforma) tenderá a ser muy grande, brindando restricciones en el diseño de la plataforma de producción.<sup>52</sup> Por otro lado, este tipo de configuración al ser dispuestos mediante la geometría catenaria, crea una congestión en el lecho marino e interfiere con las líneas de unidades próximas y con las instalaciones y equipos submarinos, que se encuentren en el sitio (risers, sistemas de recolección, etc.).<sup>53</sup>

✓ **Taut-leg:** Este tipo de anclaje surge como una alternativa del anclaje en catenaria, debido a la interferencia mencionada anteriormente. En esta configuración, la línea está más tensionada y presenta ángulos aproximados de 45° con la vertical, de esta forma, la proyección horizontal es menor, lo que causa la disminución en la congestión de líneas y sistemas subacuáticos. El anclaje en taut-leg suele ser utilizado en unidades instaladas en regiones de aguas profundas.

**FIGURA 13. Sistema Catenaria Vs Taut-Leg.**



**Fuente:** [En línea]. (Recuperado 5 de Abril, 2018). Disponible en <URL:[http://www.deno.oceanica.ufrj.br/deno/prod\\_academic/relatorios/2014/Andre+Igor/relat1/texto\\_arquivos/image082.jpg](http://www.deno.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2014/Andre+Igor/relat1/texto_arquivos/image082.jpg)>

**2.2.3.2. Único punto de anclaje.** SPM, por sus siglas en inglés (Single Point Mooring), este tipo de configuración es aplicada ampliamente en los navíos de

<sup>52</sup> RUINEN, Roderick y DEGENKAMP, Gijs. Anchor Selection and Installation for Shallow and Deepwater Mooring Systems. Norway, 2001. ISOPE-I-01-216.

<sup>53</sup> JUVINAO CARBONO, Alonso. Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos. Rio de Janeiro, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

producción (FPSO), ellos permiten que el sistema se alinee en el sentido de las cargas ambientales (olas y vientos), minimizando así, los efectos de estas cargas sobre el casco de la embarcación. Para este tipo de anclaje existen tres configuraciones: CALM (por sus siglas en inglés, Catenary Anchor Leg Mooring), SALM (por sus siglas en inglés, Single Anchor Leg Mooring) y Anclaje con Torreta.

54

✓ En el sistema de Anclaje con Torreta, todas las líneas de anclaje y risers están enganchadas en la torreta que, esencialmente, forma parte de la unidad de producción y permite que la embarcación gire libremente alrededor de las líneas. Esta configuración puede ser instalada interna o externa a la embarcación, y fueron diseñadas y construidas para soportar pocos risers, en aguas someras, para condiciones ambientales moderadas, pero con la necesidad de desarrollar diferentes proyectos, el sistema de Anclaje con Torreta ha tenido aplicaciones en entornos hostiles con grandes cantidades de risers y caudales de flujo.

**FIGURA 14. FPSO Jasmine Venture MV7 Campo Jasmine Thailand con anclaje de tipo Torreta (Torreta externa).**



**Fuente:** [En línea]. (Recuperado 5 de Abril, 2018). Disponible en <URL: [http://www.modec.com/fps/fps\\_fso/projects/jasmine.html](http://www.modec.com/fps/fps_fso/projects/jasmine.html)>

---

<sup>54</sup> JUVINAO CARBONO, Alonso. Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos. Rio de Janeiro, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

✓ La configuración de único punto de anclaje conocida como CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) consiste en una boya de gran tamaño anclada al fondo del mar, que soporta una gran cantidad de líneas de anclaje con forma de catenaria. La embarcación se conecta a la boya a través de cables, normalmente de material sintético, o a través de brazos rígidos articulados. Una desventaja de este sistema es la limitación de su capacidad para resistir las condiciones ambientales cuando la reacción de la boya es razonablemente diferente de la respuesta del buque bajo influencia de las olas. Así, cuando las condiciones del mar alcanzan una cierta magnitud, es necesario desconectar el buque.

✓ SALM es un sistema compuesto de una estructura de anclaje con una gran capacidad de flotación cerca de la superficie. Esta estructura es anclada al fondo del mar por medio de una conexión articulada, que suele ser un riser pre-tensionado. Esta configuración no ha sido probada hasta el momento en buques de producción.

### **3. RANGOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CON RESPECTO A LOS PARÁMETROS DE EVALUACIÓN.**

A través de la recopilación de datos de diferentes fuentes bibliográficas como artículos, libros, poster, entre otros, se observaron y establecieron rangos para los cuales las plataformas pueden operar, identificando condiciones en las cuales presentan mejor o peor desenvolvimiento, dichos rangos son resumidos mediante una metodología conocida como Screening.

Un screening es una estrategia aplicada sobre un conjunto de individuos o elementos, donde se realiza una colección de datos que se resumen en rangos para los cuales se deben cumplir una propiedad o condición.

En este sentido, para el correcto desarrollo de la presente matriz de selección de sistemas de producción costa afuera, se definieron y jerarquizaron los parámetros de selección en base a los rangos de aplicación de las unidades de producción y se realizó el screening de la industria de producción de hidrocarburos costa afuera, teniendo en cuenta estos parámetros y los sistemas de extracción.

Este screening estudia los rangos de aplicación de las principales unidades de producción que se han implementado en la industria off-shore (Jacket, Gravedad, Spar, TLP, Semi-sumergibles y FPSO), adicionalmente, se tuvieron en cuenta aquellas configuraciones derivadas de las principales, las cuales son considerados como sistemas no convencionales (Mini-TLP, Spar Truss y Mono-Columna).

Debido a la poca información encontrada en la literatura, la escasa aplicación y la implementación de sus diseños a casos muy particulares, las plataformas Cell Spar (un proyecto desmantelado y otro en estudio) y las torres complacientes, no fueron tenidas en cuenta en la matriz de selección; asimismo, se decidió descartar la aplicación de los sistemas de producción submarina, puesto que su implementación depende de diferentes variables a las desarrolladas, y su correcta configuración e implementación relaciona procesos y además se limita a proyectos con características muy específicas. Sin embargo, el método de selección cuenta con una amplia gama de opciones que permite aplicar los sistemas a cualquier proyecto con una alta viabilidad técnico-económica, por lo que la exclusión de estas dos plataformas no afecta la selección. Por otro lado, dentro de las alternativas trabajadas en la matriz existen sistemas que presentan condiciones y comportamientos similares a las plataformas descartadas, por lo que no se prescinde totalmente de su aplicación.

Para el desarrollo del screening se tuvieron en cuenta diversos autores y grupos de investigación en proyectos marítimos que brindaban información valiosa en los distintos textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado relacionados con los sistemas de producción, donde se pudo realizar la correcta determinación de los rangos de aplicación de las plataformas con respecto a los parámetros de evaluación.

Cada una de estas fuentes aportó, de diverso modo, información importante para el desarrollo del screening, de manera que, es posible clasificar las fuentes de información por medio de su objetivo de investigación, por ejemplo, existen autores que resumen la aplicación de un sistema en particular,<sup>55,56</sup> los cuales muestran una recopilación de aplicaciones y consideraciones de diseño para las plataformas tipo

---

<sup>55</sup> LIM, E.F.H.; RONALDS B.F. Evolution of the Production Semisubmersible. Western Australia. 2000.

<sup>56</sup>BACHYNSKI, Erin E. Design considerations for tension leg platform wind turbines. Trondheim, Norway. 2012.

Semi-sumergibles y TLP respectivamente. Otros autores muestran un resumen de aplicación y selección de sistemas de producción en general, como es el caso de WoodGroup y Ronalds (2002). Por último, están aquellos autores que estudian la aplicación de los sistemas de producción con respecto a un parámetro en específico Xia (2012) o Ruivo (2001)

Toda esta información fue compilada y organizada por los autores del presente proyecto, con el objetivo de tener una robusta base de datos que se utilizó para identificar y jerarquizar las variables que influyen a la hora de desarrollar un proyecto costa afuera, determinar los rangos de aplicación para cada tipo de sistema y reconocer en qué condiciones estos sistemas son óptimos, limitados o viablemente no aceptados para llevar a cabo la extracción de hidrocarburos.

El desarrollo del screening partió desde la clasificación de los parámetros según su naturaleza; en total son 18 variables que fueron escogidas como fundamentales para realizar la selección de plataforma: 15 de ellas con diferentes apreciaciones, dependiendo de las características del proyecto a evaluar, y 3 que cuentan con una puntuación fija para cada una de las unidades de producción, ya que no dependen de las características del proyecto.

En la figura 15 se resume los parámetros de selección que fueron utilizados para el desarrollo del proyecto, clasificados según su naturaleza.

Estos factores se convierten en los principales impulsores que gobiernan la final decisión y varían de acuerdo con su nivel de relevancia en la selección con respecto a la aplicabilidad de cada tipo de plataforma, por tal razón es importante jerarquizarlos y clasificarlos de acuerdo a su importancia, proceso que será presentado en el siguiente capítulo.

**FIGURA 15. Resumen de los parámetros que afectan la selección.**



**Fuente:** Los autores

Es importante tener en cuenta que los factores que se utilizaron en este proyecto para la selección son de tipo tanto cualitativos, como cuantitativos, por lo que los rangos de aplicación de cada factor pueden ser definidos mediante un valor de determinada unidad de medición (columna de agua, profundidad, capacidad de producción, etc.) o por una característica representativa del parámetro en cuestión (tipo de exportación, frecuencia de perforación y workover, tipo de fluido, etc.). El anexo A resume los rangos de aplicación de cada factor.

Por otra parte, se debe hacer una mención especial al parámetro relacionado con los códigos, regulaciones y reglas que rigen el proyecto, ya que a pesar de que este es considerado como uno de los más importantes en la selección, no fue calificado en el screening, ya que depende de su existencia o no, en el proyecto a evaluar.

Finalmente, para cuantificar el grado de aplicación de cada una de las plataformas con respecto a los parámetros de selección se definieron 5 rangos que van de 0 a 4, donde 0 es no aplicable y 4 es óptimo.

- **No aplicable (0):** la aplicación de este sistema, con respecto al factor en cuestión, es técnica y/o económicamente no viable, ya que presenta restricciones en cuanto a la variable estudiada. Dependiendo el nivel de importancia del factor correspondiente, esta puntuación puede descartar el uso de la plataforma.
- **Limitado (1):** el funcionamiento del sistema en este rango de operación no ha sido probado o está cercano a rangos de no aplicabilidad, por lo tanto, no es aconsejable utilizar la unidad en cuestión.
- **Aceptable (2):** el sistema ha sido mínimamente aplicado dentro de este rango, por consiguiente, es una condición que puede ser aplicada con mayor seguridad con respecto a las dos asignaciones anteriores, sin embargo, se necesita tener en cuenta las demás unidades estudiadas, ya que, dentro de este rango, el sistema no presenta su comportamiento óptimo.
- **Bueno (3):** El sistema muestra un buen comportamiento a la hora de ser aplicado en estas características del proyecto, es viable tanto económica, como

técnicamente, ha sido utilizado en gran medida, pero existe un rango de aplicación en el cual se comporta mejor.

- **Óptimo (4):** Dentro de este rango el sistema ha sido utilizado la mayoría de las veces en la industria, muestra su mejor comportamiento con respecto a los demás rangos de aplicación y los procesos se ven optimizados y beneficiados por su aplicación.

**NOTA:** Durante el desarrollo de los presentes screenings, no solo se manejaron los diferentes parámetros establecidos como aquellos que afectan la selección del sistema de producción marítima, sino que también existe un parámetro fundamental y primordial para el correcto desarrollo de la matriz de decisión, el costo. El factor costo se encuentra implícito en todo momento de la selección; desde la evaluación de los sistemas de producción ya que determina la viabilidad y/o aplicabilidad de todos estos, analizando sus ventajas y desventajas y estableciendo sus rangos de aplicación, hasta el estudio de los parámetros de selección, puesto que limita (o descarta) la aplicación de las unidades de producción con respecto a cada uno de ellos. Por tal razón, la viabilidad económica no es tomada en cuenta como un factor específico, durante la selección, lo cual no hace que este no sea el principal factor para desarrollar la matriz de selección.

A continuación, se muestra el screening establecido a partir de la información recopilada definiendo el comportamiento y rangos de aplicación de cada uno de los sistemas de producción estudiados.

### **3.1. PLATAFORMAS FIJA TIPO JACKET**

La plataforma fija tipo Jacket se caracteriza principalmente por ser la más utilizada desde el inicio del desarrollo de campos offshore, por lo tanto, posee principios de diseño e ingeniería claramente definidos que la hacen una tecnología bien

entendida y con facultad de ser fabricada en varias regiones offshore del mundo sin necesidad de instalaciones y equipamientos especiales. Además, posee una excelente estabilidad y resistencia en relación con su peso y costo a través de una amplia gama de tamaños y capacidades de soporte de carga. Sin embargo, su aplicabilidad se reduce para aguas someras y su susceptibilidad a daños por fatiga en ambientes severos hace que los costos de la misma se disparen en la necesidad de resistirlos.

**TABLA 9. Screening de plataformas tipo Jacket**

<b>Parámetros Fijos</b>	<b>DEFICIENTE</b>	<b>ACEPTABLE</b>	<b>BUENO</b>
<b>Reutilización y movilización para otros proyectos</b>	✓		
<b>Duración promedio de instalación de proyectos</b>		✓	
<b>Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas</b>		✓	

JACKET					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento	Muy Grandes	Grandes/ Múltiples		Pequeño	Moderado
Conectividad del yacimiento		Baja	Media		Alta
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)			>250		<250
Tipo de fluidos			Aceite volátil-Gas retrógrado	Aceite Negro-Gas húmedo	Gas seco
Reservas probadas (MMBEP)		>1000	250-1000	25-250	<25
Profundidad del yacimiento (ft)			<5000'; <13000'	5000'-9000'	9000' -13000'
Presencia de sistema de recolección	NO		Buque de almacenamiento		Oleoducto
Peso de las facilidades de superficie				Moderado- Alto-Muy alto	Bajo
Número de pozos		>65	60-65	50-60	<50
Frecuencia de perforación y Workover			Alta	Baja	Media
Condiciones ambientales		Severas- Muy severas		Moderadas	Calmas
Tipo de suelo			Arcilloso rígido a duro	Arenas	Arcillas blandas
Lejanía de la costa		Alta	Media		Baja
Lámina de agua (ft)	>1500'	1200'-1500'		600'-1200'	<600'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

**Fuente:** Los autores.

### 3.2. PLATAFORMA FIJA DE GRAVEDAD

Las plataformas de gravedad son asentadas y estabilizadas sobre el suelo marino por acción de su propio peso, razón por la cual reciben este nombre, lo que les da la ventaja de resistir grandes cargas de facilidades de superficie y en ambientes muy severos, más que las de tipo Jacket. A diferencia de la demás fijas, tiene la capacidad de almacenar petróleo y es preferida para proyectos con larga vida de producción, aunque su uso también es limitado para aguas con profundidades

mayores a someras. Estas unidades presentan problemas principalmente en la remoción y disposición.

**TABLA 10. Screening de plataformas de Gravedad**

DE GRAVEDAD					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento	Muy grande	Múltiple	Grande	Pequeño	Moderado
Conectividad del yacimiento		Baja	Media		Alta
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)				>300	<300
Tipo de fluidos			Aceite Volátil- Gas retrogrado	Aceite Negro- Gas Húmedo	Gas Seco
Reservas probadas (MMBEP)		>500	100-500	50-100	<50
Profundidad del yacimiento (ft)				<9000'	>9000'
Presencia de sistema de recolección			Buque de almacenamiento	Oleoductos	NO
Peso de las facilidades de superficie				Alto- Muy Alto	Bajo- Moderado
Número de pozos		>70		50-70	<50
Frecuencia de perforación y Workover			Alta	Baja	Media
Condiciones ambientales			Calmas	Moderadas	Severas- Muy severas
Tipo de suelo	Arcillas blandas		Arenas		Arcilloso duro
Lejanía de la costa		Alta	Media		Baja
Lámina de agua (ft)	>1700'	1550'-1700'; <300'	300'-400'; 1350'-1550'	1000'-1350'	400'-1000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos	✓		
Duración promedio de instalación de proyectos	✓		
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas	✓		

Fuente: Los autores.

### 3.3. PLATAFORMA FLOTANTE TIPO SPAR

La principal ventaja de este tipo de unidades es su alta estabilidad debido a que su centro de gravedad siempre está por debajo del centro de flotación, además no son limitadas por el tipo de completamiento, puesto que permiten de tipo seco o mojado. Son aplicables en aguas tanto someras como profundas, sin embargo, no presenta alta capacidad de carga en su cubierta ni grandes dimensiones.

**TABLA 11. Screening de plataformas SPARS**

SPAR					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento			Muy grande/ Múltiple	Grande/ Pequeño	Moderado
Conectividad del yacimiento			Media/ Baja		Alta
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)	>200	150-200	100-150		<100
Tipo de fluidos		Aceite Volátil- Gas retrogrado		Aceite Negro- Gas Húmedo	Gas Seco
Reservas probadas (MMBEP)	>1000	250-1000	50-250	<10	oct-50
Profundidad del yacimiento (ft)		<5000'	5000'-9000'	>13000'	9000'-13000'
Presencia de sistema de recolección			NO	Buque de almacenamiento	Oleoductos
Peso de las facilidades de superficie			Muy Alto	Moderado Alto	Bajo
Número de pozos	>30	20-30		15-20	<15
Frecuencia de perforación y Workover			Baja	Alta	Media
Condiciones ambientales			Calmas	Moderadas- Severas	Muy Severas
Periodo de oleaje (s)	20-25	25-35		>35	<20
Lejanía de la costa		Baja		Media	Alta
Lámina de agua (ft)	<1500'	1500'-1900'		>5000'	1900'-5000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos	✓		
Duración promedio de instalación de proyectos			✓
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas	✓		

**Fuente:** Los autores.

### 3.4. PLATAFORMA FLOTANTE SPAR TRUSS

En este tipo de Spar la sección media cilíndrica es remplazada por un armazón y niveles horizontales que le brindan la misma estabilidad del diseño clásico de Spar, con la ventaja de usar una menor cantidad de acero en su fabricación lo cual reduce sus costos de manera significativa y simplifica su construcción. Aunque tiene menor capacidad de almacenamiento dentro de su estructura, posee mayor capacidad de producción y ha sido utilizada en mayor cantidad que las demás Spar y para láminas de agua más profundas.

**TABLA 12. Screening de plataformas SPAR Truss**

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos	✓		
Duración promedio de instalación de proyectos			✓
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas		✓	

SPAR TRUSS					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento			Muy grande/ Múltiple	Grande/ Pequeño	Moderado
Conectividad del yacimiento			Baja	Media	Alta
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)	>200	150-200		<100	100-150
Tipo de fluidos		Aceite Volátil- Gas retrogrado		Aceite Negro- Gas Húmedo	Gas Seco
Reservas probadas (MMBEP)	>1000	250-1000	50-250	<10	10 -- 50
Profundidad del yacimiento (ft)		<5000'	5000'-9000'	>13000'	9000'-13000'
Presencia de sistema de recolección			NO	Buque de almacenamiento	Oleoductos
Peso de las facilidades de superficie		Muy Alto		Moderado Alto	Bajo
Número de pozos	>30	20-30	15-20	oct-15	<10
Frecuencia de perforación y Workover			Baja	Media	Alta
Condiciones ambientales			Calmas	Moderadas	Muy Severas- Severas
Periodo de oleaje (s)	20-25	25-35		>35	<20
Lejanía de la costa		Baja		Media	Alta
Lámina de agua (ft)	<1500'	1500'-1900'		1900'-5000'	>5000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

**Fuente:** Los autores.

### 3.5. PLATAFORMA FLOTANTE TIPO TLP

Estas plataformas tienen como principal característica su estabilidad, gracias, en mayor medida, a los tendones de acero fijados en el suelo marino a través de estacas, lo cual hace que se reduzca el movimiento vertical de esta, haciendo de ellas una opción muy viable. Sin embargo, estos tendones traen consigo ciertas desventajas, como por ejemplo, su compleja reutilización y difícil manejo e implementación en proyectos de aguas ultra profundas, donde la aplicación de las TLP se torna inviable, debido a su incremento en el costo de construcción e instalación.

**TABLA 13. Screening de plataformas TLP**

TENSION LEG PLATFORM (TLP)					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento			Muy grandes/ Múltiples	Grandes/ Pequeños	Moderados
Conectividad del yacimiento			Media/ Baja		Alta
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)				<10	>10
Tipo de fluidos		Aceite Volátil- Gas retrogrado		Aceite Negro- Gas Húmedo	Gas Seco
Reservas probadas (MMBEP)	<10	10-25	25-100	100-1000	>1000
Profundidad del yacimiento (ft)				<5000'/ >13000	5000'-13000'
Presencia de sistema de recolección	NO		Buque de almacenamiento		Oleoductos
Peso de las facilidades de superficie		Muy Alto	Moderado-Alto		Bajo
Número de pozos		>35	25-35	15-25	<15
Frecuencia de perforación y Workover			Baja	Media	Alta
Condiciones ambientales			Muy severos	Severo	Moderado-Calmo
Periodo de oleaje (s)	<5				>5
Lejanía de la costa			Alta	Baja	Media
Lámina de agua (ft)	>6000'	5500'-6000' ; <400	5000'-5500'		400'-5000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos	✓		
Duración promedio de instalación de proyectos		✓	
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas		✓	

Fuente: Los autores.

### 3.6. PLATAFORMA FLOTANTE TLP NO CONVENCIONAL

Existen las plataformas TLP no convencionales o Mini TLP (SeaStar y Moses), las cuales poseen las mismas características que las TLP convencionales, pero ofrecen ciertos cambios en su estructura lo que puede generar mejores movimientos de plataforma, menores costos y menos tiempo de construcción. Estas plataformas fueron diseñadas con el objetivo principal de producir en zonas menos profundas donde sería poco rentable producir con sistemas de producción convencionales.

**TABLA 14. Screening de plataformas mini TLP**

MINI TLP					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento	Muy Grandes/ Múltiples	Grandes		Moderados	Pequeños
Conectividad del yacimiento		Baja	Media		Alta
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)				<10	>10
Tipo de fluidos		Aceite Volátil- Gas retrogrado		Aceite Negro- Gas Húmedo	Gas Seco
Reservas probadas (MMBEP)	>500	100-500	25-100	oct-25	<10
Profundidad del yacimiento (ft)	>13000'	9000'-13000'		5000'-9000'	<5000'
Presencia de sistema de recolección	NO		Buque de almacenamiento		Oleoductos
Peso de las facilidades de superficie	Muy alto	Alto	Moderado		Bajo
Número de pozos		>20	10--20	<10	
Frecuencia de perforación y Workover		Alta	Media		Baja
Condiciones ambientales			Severo- Muy severo	Moderado	Calmo
Periodo de oleaje (s)	<5				>5
Lejanía de la costa				Media/ Baja	Alta
Lámina de agua (ft)	>9000'	8000'-9000'	4500'-8000'	1500'-4500	<1500'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos	✓		
Duración promedio de instalación de proyectos			✓
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas			✓

**Fuente:** Los autores.

### 3.7. PLATAFORMA FLOTANTE SEMISUMERGIBLES

Este tipo de plataformas tienen como ventaja una gran movilidad que les permite cambiar rápidamente de un campo a otro, también porque solo trabajan con completamiento mojado (No se ha registrado Semi-Sumergibles instaladas con completamiento seco), debido a los movimientos de onda a los cuales son sometidas, para así facilitar su desconexión sin afectar la integridad del pozo. Asimismo, las plataformas Semi-Sumergibles poseen la capacidad de realizar trabajos de perforación y mantenimiento de pozos, lo cual genera beneficios tanto económicos como operacionales.

**TABLA 15. Screening de plataformas Semi-Sumergibles**

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos		✓	
Duración promedio de instalación de proyectos	✓		
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas			✓

SEMISUMERGIBLE					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento			Grandes/ Moderados	Muy Grandes	Pequeños/ Múltiples
Conectividad del yacimiento				Alta/Media	Baja
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)		>350		250-350	<250
Tipo de fluidos				Gas retrógrado- Aceite Volatil- Aceite Negro	Gas húmedo- Gas Seco
Reservas probadas (MMBEP)				<100	>100
Profundidad del yacimiento (ft)			>13000'/ <5000'	9000'-13000'	5000'-9000'
Presencia de sistema de recolección		NO		Buque de almacenamiento	Oleoductos
Peso de las facilidades de superficie				Alto- Muy alto	Bajo-Moderado
Número de pozos	>60	50-60		30-50	<30
Frecuencia de perforación y Workover			Alta	Media	Baja
Condiciones ambientales			Muy severos	Moderado-Severo	Calmas
Periodo de oleaje (s)	18-22	22-50		>50	<18
Lejanía de la costa		Alta		Media	Baja
Lámina de agua (ft)	<100		100'-1000'	>8000'; 1000'-3000'	3000'-8000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

**Fuente:** Los autores.

### 3.8. PLATAFORMA FLOTANTE FPSO

El screening de las plataformas tipo navío fue hecho teniendo en cuenta su característica principal, almacenar el petróleo o gas producido en tanques dentro de su estructura, lo cual facilita su exportación, además, se caracteriza por no tener limitaciones en cuanto a la columna de agua, por su fácil construcción, instalación y reutilización, y porque ellas pueden ser construidas a partir de buques de almacenamiento (FSO). Por el contrario, este tipo de plataforma presenta sus mayores limitaciones a la hora de trabajar en proyectos de extracción de gas, debido

a la dificultad de almacenamiento y procesamiento de este fluido, sobre todo en los ambientes hostiles en los que se instale esta plataforma.

**TABLA 16. Screening de plataformas FPSO**

FPSO					
Parámetros	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento			Grandes/ Moderados	Muy Grandes	Pequeños/ Múltiples
Conectividad del yacimiento		Alta		Media	Baja
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)		>300	200-300	100-200	<100
Tipo de fluidos		Gas Húmedo- Gas seco	Gas retrógrado	Aceite Volátil	Aceite Negro
Reservas probadas (MMBEP)			<50	>1000	50-1000
Profundidad del yacimiento (ft)			<5000	>9000	5000'-9000'
Presencia de sistema de recolección			Oleoductos- Buque de almacenamiento		NO
Peso de las facilidades de superficie				Moderado- Alto- Muy Alto	Bajo
Número de pozos		>80		70-80	<70
Frecuencia de perforación y Workover		Alta	Media		Baja
Condiciones ambientales	Muy severos	Severas	Moderadas		Calmas
Periodo de oleaje (s)	10-- 15	<10		15-30	>30
Lejanía de la costa				Media/ Baja	Alta
Lámina de agua (ft)				<1000'	>1000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos			✓
Duración promedio de instalación de proyectos			✓
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas			✓

**Fuente:** Los autores.

### 3.9. PLATAFORMA FPSO MONOCOLUMNA

Su principal característica es su reducción en cuanto a costos a la hora de desarrollar proyectos de menor envergadura, que se encuentren en zonas más aisladas y con poca estructura y condiciones para la construcción de oleoducto, ya que al igual que las FPSO tienen la capacidad de almacenar. Además, tienen una semejanza con las plataformas tipo Spar, debido a su forma cilíndrica, lo que genera una mayor estabilidad en los procesos y por consiguiente puede ser proyectada para operaciones en grandes profundidades.

**TABLA 17. Screening de plataformas Mono-Columna**

FPSO MONOCOLUMNA					
Parámetros	No aplicabl	Limitado	Aceptable	Bueno	Óptimo
Área del yacimiento		Muy Grandes	Grandes/ Moderados		Pequeños/ Múltiples
Conectividad del yacimiento		Alta		Media	Baja
Capacidad de producción del yacimiento (MBEP/D)		>300	200-300	100-200	<100
Tipo de fluidos		Gas Húmedo- Gas seco	Gas retrógrado	Aceite volátil	Aceite Negro
Reservas probadas (MMBEP)		>1000	500-1000	50-500	<50
Profundidad del yacimiento (ft)			<5000'	>9000'	5000'-9000'
Presencia de sistema de recolección			Oleoductos- Buque de almacenamiento		NO
Peso de las facilidades de superficie			Alto- Muy Alto	Moderado-	Bajo
Número de pozos			<30	>70	30-50
Frecuencia de perforación y Workover		Alta	Media		Baja
Condiciones ambientales		Severas	Moderadas		Calmas
Periodo de oleaje (s)	20-30			<20	>30
Lejanía de la costa				Media/ Baja	Alta
Lámina de agua (ft)				<1000'	>1000'
Códigos, reglas y/o regulaciones	Posee restricción				No posee restricción

Parámetros Fijos	DEFICIENTE	ACEPTABLE	BUENO
Reutilización y movilización para otros proyectos			✓
Duración promedio de instalación de proyectos			✓
Facilidad de construcción, instalación e integración de las plataformas			✓

**Fuente:** Los autores

#### **4. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMO A TRAVÉS DE LA MATRIZ DE DECISIÓN**

Teniendo en cuenta el capítulo anterior donde se realizaron los screening para los sistemas de producción marítima, se procede a continuación a presentar la matriz de selección propuesta en el presente proyecto para llevar a cabo la evaluación y selección de los sistemas más adecuados para las características del yacimiento, condiciones del sitio y de operación del campo petrolero a desarrollar.

En la elaboración de dicha matriz se tuvieron en cuenta las alternativas disponibles para producir un campo de petróleo y gas, presentadas en el capítulo 1, y los factores que afectan el funcionamiento o la economía de las diferentes unidades, expuestos en el capítulo 2. En vista de los diferentes niveles de afectación de cada criterio en el proceso selección de la opción más conveniente, se realizó una clasificación y jerarquización de los factores a partir de métodos y análisis estadísticos que ayudaran a determinar el porcentaje de influencia o pesos de los mismos sobre la decisión final.

Para la aplicación de la matriz se presenta un procedimiento sencillo que permita lograr con el objetivo de destacar y seleccionar las plataformas que mejor se ajusten a las diferentes características del proyecto y que por lo tanto presentarán un funcionamiento sobresaliente bajo menor costo.

Luego de obtener las valoraciones de los sistemas de producción usando la matriz planteada, se escogen las tres mejores opciones para producir el campo con sus respectivos puntajes, para estas tres, se selecciona también el tipo de riser,

completamiento y anclaje que garanticen la seguridad y el óptimo desarrollo del respectivo.

En el resultado final se resumen las tres unidades seleccionadas como más adecuadas para el campo en estudio junto con los elementos de seguridad determinados para las mismas, brindando así la libertad del usuario de elegir la opción más conveniente conforme su criterio.

#### **4.1. CLASIFICACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN**

Con el fin de clasificar los criterios y asignar sus respectivos porcentajes de influencia en el proceso de selección, fueron utilizados tres métodos estadísticos. En primera instancia, se empleó el “Proceso de análisis jerárquico” (AHP) para obtener los pesos de incidencia de cada criterio dependiendo la diferencia de importancia entre pares de factores durante proceso de selección. Posteriormente, se aplicaron los métodos estadísticos “Análisis jerárquico cluster” (Cluster) y “Análisis estructuras prospectivo” (MicMac) con la finalidad de agrupar los parámetros en base a su influencia sobre la selección. Teniendo en cuenta las categorizaciones realizadas con los diferentes métodos mencionados se estableció una única jerarquización para el proyecto que consta de cuatro diferentes grupos, en cada grupo fueron sumaron los porcentajes de las variables pertenecientes al mismo y seguidamente redistribuidos de manera equitativa entre estas.

**4.1.1. Asignación de los porcentajes a los parámetros.** Como se mencionó anteriormente, cada parámetro obtuvo un porcentaje en función de su influencia en el proceso de selección, esto fue realizado por medio el método AHP, el cual según

Correa y Costa (2010) se basa en 3 principios de pensamiento analítico, para obtener y tratar la subjetividad inherente a las evaluaciones cualitativas:

- **Construcción de jerarquías:** descomponer la complejidad del problema para hacerlo más comprensible y razonable. Para esto es necesario definir el objetivo general.
- **Establecer prioridades:** el evaluador realiza una comparación por pares en cada nodo de la jerarquía. Los juicios están respaldados por la escala mostrada en la tabla 18. que fue reportado principalmente en Saaty (1980).

**TABLA 18. Escala para la evaluación por pares de preferencia e importancia (Saaty, 1980).**

1	Igual importancia
3	Moderada importancia
5	Fuerte importancia
7	Muy fuerte importancia
9	Importancia absoluta
2, 4, 6 y 8	Valores intermedios

**Fuente** CORREA, P.S. & COSTA, H.G. Construction of an AHP-based model to catch criteria weights in post-occupancy evaluation. International Journal of the Analytic Hierarchy Process. Vol 2. 2010.

- **Consistencia lógica:** para verificar la consistencia de la comparación por pares. Los juicios humanos pueden ser inconsistentes o incoherentes. AHP reconoce este hecho y proporciona un procedimiento para evaluar el grado de consistencia de los juicios. Saaty (1980) propuso el Índice de Consistencia (IC) como medida del grado de inconsistencia en la matriz de sentencias conjuntas de membresía:

$$CI: \frac{|\lambda_{m\acute{a}x} - N|}{N - 1}$$

**Ecuación (1).**

Donde:

$\lambda_{m\acute{a}x}$ , es el valor más grande de la matriz de juicios

$N$ , es el tamaño de la matriz

Complementando el análisis de consistencia, Saaty (1980) propone una comparación entre CI y un Índice Random de consistencia (RI) para 18 variables presentado en la ecuación 2. Esta comparación proporciona un índice de coherencia (CR), que se calcula de acuerdo con la ecuación 3.

$$RI: \frac{1.98 * (N - 2)}{N}$$

**Ecuación (2).**

$$CR: \frac{CI}{RI}$$

**Ecuación (3).**

Saaty (1980) propone la aceptación de juicios con Coeficiente de consistencia menor a 0.1.

Este método fue aplicado por los autores en la realización del proyecto, cada uno de ellos realizó la evaluación de importancia por pares de criterios y compararon las matrices obtenidas, presentadas en los anexos B Y C. Al realizar el análisis de los resultados de las matrices y verificar su consistencia mediante las ecuaciones (1), (2) y (3) se decidió implementarlas en el proceso de jerarquización asignando un porcentaje medio para cada factor estudiado, estos son presentados en la tabla 19.

**TABLA 19. Porcentajes de los criterios.**

AUTOR 1		AUTOR 2		PROMEDIO		□	
Cód.	14,8027	Cód.	11,395	Cód.	13,10	Cód.	13,10
Lam. Agua	13,8373	Lam. Agua	11,395	Lam. Agua	12,62	Lam. Agua	12,62
Estabilid.	11,9387	Estabilidad	11,395	Estabilidad	11,67	Estabilidad	11,67
Cond. Amb.	10,9089	Cond. Amb.	11,395	Cond. Amb.	11,15	Cond. Amb.	11,15
Tipo Fluido	8,7829	Tipo Fluido	11,539	Tipo Fluido	10,16	Tipo Fluido	10,16
Frec. Perfo	5,5263	Frec. Perfo	7,981	Frec. Perfo	6,75	Frec. Perfo	6,75
Lejania	5,4782	Lejania	3,991	Lejania	4,73	Reserv.	6,09
Q	4,8466	Q	3,991	Q	4,42	Lejania	4,73
Sist. Recol.	4,8432	Sist. Recol.	3,991	Sist. Recol.	4,42	Q	4,42
Reserv.	4,1825	Reserv.	8,005	Reserv.	6,09	Sist. Recol.	4,42
W fac.	3,4199	W fac.	3,991	W fac.	3,71	W fac.	3,71
A	2,4987	A	1,940	A	2,22	A	2,22
# pozos	2,3470	# pozos	1,940	# pozos	2,14	# pozos	2,14
Deep	2,1971	Deep	1,940	Deep	2,07	Deep	2,07
Reutil.	1,7128	Reutil.	1,209	Reutil.	1,46	Conec.	1,59
Conec.	1,2429	Conec.	1,940	Conec.	1,59	Reutil.	1,46
Fac. const.	0,7786	Fac. const.	0,756	Fac. const.	0,77	Durac. Insta	0,93
Durac. Insta	0,6555	Durac. Insta	1,209	Durac. Insta	0,93	Fac. const.	0,77

**Fuente:** Los autores

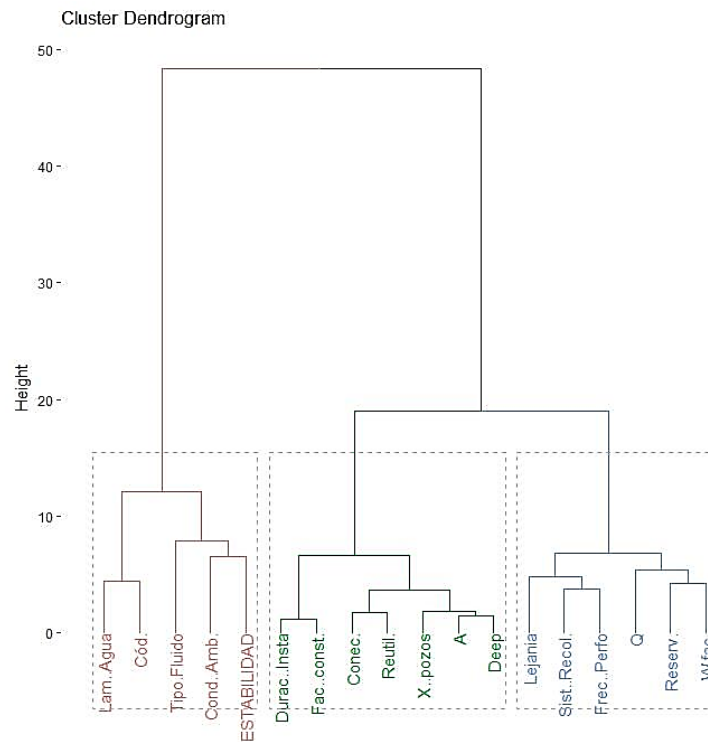
**4.1.2. Agrupación jerárquica de los parámetros.** El método AHP realiza la asignación de porcentajes a cada variable, así mismo, enseña las diferencias porcentuales que existen entre los parámetros, lo cual permite identificar los grupos jerárquicos fácilmente en la tabla anterior observando la gama de colores.

Además del método anterior, se realizó la clasificación jerárquica de los parámetros mediante los ya mencionados “Análisis jerárquico clúster” y “Análisis estructural prospectivo” en función de su influencia en la selección.

El análisis jerárquico clúster, además de depender de la influencia de los parámetros sobre la selección, mide también la distancia entre los mismos en una

matriz. En el desarrollo del presente trabajo se realizó dicha matriz la cual fue introducida en el programa GNU Editor<sup>57</sup> para la obtención de gráficos que facilitaran la visualización de los resultados. A continuación, se presentan la agrupación jerárquica obtenida por medio de este método en un denograma.

**FIGURA 16. Denograma de jerarquización de los parámetros.**



**Fuente:** Los autores mediante el programa GNU EditorR.

Por otro lado, el “Análisis estructural prospectivo” permite identificar las relaciones entre variables y la influencia de las mismas en el objetivo del proyecto. Para el

<sup>57</sup> R Core Team (2017). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>.

presente proyecto este método fue realizado mediante el programa GNU MicMac<sup>58</sup>, este requiere también del llenado de una matriz y en base a esta genera la agrupación jerárquica en 4 tipos de variables.

Según Michael Godet (1997) cada tipo de variables contiene un indicador de influencia y de dependencia y su ubicación en el plano permite distinguirlas. Los tipos de variables son:

- **Las variables de entrada (1)** son muy influyentes y poco dependientes y se les considera, principalmente, explicativas del sistema estudiado. Condicionan la dinámica del conjunto. Cuando es posible, las acciones se orientan prioritariamente hacia esas variables.
- **Las variables de enlace (2)** son al mismo tiempo muy influyente y muy dependientes. Son inestables por naturaleza. Cualquier acción sobre ellas tendrá, simultáneamente, repercusiones sobre las otras variables y un efecto sobre ellas, modificando así considerablemente la dinámica global del sistema.
- **Las variables resultantes (3)** son poco influyentes y muy dependientes. Su evolución se explica por los impactos provenientes de otras variables, principalmente de las de entrada y las de enlace.
- **Las variables excluidas (4)** son poco influyentes y poco dependientes. Impactan poco el sistema estudiado, ya sea porque constituyen tendencias pesadas cuya inercia no modifica la dinámica del sistema o porque tienen poca

---

<sup>58</sup> Michel Godet (1997): Manuel of Strategic forecasting. Volume 2 (Manuel de Prospective Stratégique. Tome 2) - Dunod.

relación con este último y experimentan un desarrollo relativamente autónomo. Se pueden excluir sin más consecuencias para el análisis.

Los resultados obtenidos por este método para el presente proyecto son presentados en el anexo D.

Una vez aplicados los diferentes métodos estadísticos para la jerarquización de los parámetros que afectan la selección del sistema de producción marítima, se unificaron los resultados en una clasificación definitiva resumida en la tabla 20, en la cual se estableció que los criterios pertenecientes a un mismo grupo jerárquico tendrán la misma importancia relativa, por lo cual los porcentajes de los mismos fueron sumados y redistribuidos de manera equitativa, proporcionando así un porcentaje definitivo para cada parámetro.

- **“Parámetros Determinantes”**. Estos poseen una mayor influencia sobre la selección del sistema de producción con respecto a los demás, dado que, además de limitar el uso de un sistema de producción, no es factible cambiarlas a una condición particular por motivos políticos, físicos y económicos. Este tipo de parámetros está conformado por 5 variables: Códigos, lámina de agua, estabilidad de la plataforma, condiciones ambientales y tipo de fluido. El porcentaje de influencia de estos es de 11,74% cada uno.

- **“Parámetros Limitantes”**. Son aquellos que limitan la eficiencia y el funcionamiento de un sistema de producción, su porcentaje de influencia es de 5,02% cada uno. Entre estos se encuentran los siguientes 6 criterios: Frecuencia de perforación, reservas, aislamiento y lejanía, capacidad de producción, sistema de recolección y peso de las facilidades.

**TABLA 20. Clasificación y asignación definitiva de los parámetros.**

Tipo de Parámetros	Parámetros	%	% Definitivo
DETERMINANTES	Cód.	13,10	11,74
	Lam. Agua	12,62	11,74
	Estabilidad	11,67	11,74
	Cond. Amb.	11,15	11,74
	Tipo Fluido	10,16	11,74
<b>Total</b>		58,69	
LIMITANTES	Frec. Perfo	6,75	5,02
	Reserv.	6,09	5,02
	Lejanía	4,73	5,02
	Q	4,42	5,02
	Sist. Recol.	4,42	5,02
	W fac.	3,71	5,02
<b>Total</b>		30,12	
COMPLEMENTARIOS	A	2,22	2,14
	# pozos	2,14	2,14
	Deep	2,07	2,14
<b>Total</b>		6,43	
ADICIONALES	Conec.	1,59	1,19
	Reutil.	1,46	1,19
	Durac. Insta	0,93	1,19
	Fac. const.	0,77	1,19
<b>Total</b>		4,75	

**Fuente:** Los autores

• **“Parámetros Complementarios”:** Estos son poco influyentes en la decisión final sin embargo ayudan a tener un mayor grado de confiabilidad en el proceso de selección. Entre estos están área, número de pozos y profundidad del yacimiento, cada uno con un porcentaje de influencia de 2.14%

• **“Parámetros Adicionales”:** Son aquellos que tiene la menor influencia sobre el proceso de selección dado que son características generales de las plataformas, es decir, no dependen directamente de las condiciones del sitio ni limitan el uso de estas. Entre estos se encuentran reutilización y movilización, duración de instalación y facilidad de construcción. Además de los anteriores se determinó que

el criterio conectividad de yacimiento también es parte de estos parámetros por su baja influencia. Cada uno posee un porcentaje de importancia de 1,19%.

#### **4.2. MATRIZ DE DECISIÓN PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN**

La matriz de decisión propuesta en el presente proyecto fue desarrollada con el objetivo de evaluar los diferentes tipos de plataformas disponibles para producir un campo de petróleo y gas, basándose en los parámetros expuestos en el capítulo 2 y sus respectivos porcentajes de influencia presentados en el título anterior, para finalmente destacar los sistemas de producción marítima que mejor se adapten y desenvuelvan en las condiciones de la zona.

La aplicación de la matriz establecida es sencilla y se compone de una secuencia de pasos que son presentados a continuación:

1. En primer lugar, se reúne la información requerida correspondiente a las condiciones del sitio y características del yacimiento, más específicamente, los parámetros del campo en estudio, estos son guardados en la matriz “Datos” expuesta en la tabla 21.
2. Luego, se comparan los datos del caso a evaluar con los rangos del screening presentado en el capítulo anterior y dependiendo el grado de concordancia entre ambos es asignado un valor que varía de 0 a 4 que permite destacar el desempeño de una unidad con respecto a los demás. Con dichas comparaciones es completada la matriz llamada “Evaluación” (Anexo E).

3. Se realiza el producto entre la matriz “Evaluación” y los pesos definitivos determinados anteriormente para cada criterio con el fin de generar una nueva matriz llamada matriz de “Pesos”.

**TABLA 21. Matriz de introducción de datos requeridos del campo para evaluación del funcionamiento de los sistemas.**

Matriz Datos			
Parámetros			Datos
Características del yacimiento	A	Area de yacimiento (acres)	
	Conec.	Conectividad del yacimiento (Alt-Med-Baja)	
	Q	Capacidad de producción (BPD)	
	Tipo Fluido	Tipo de fluido ( AN-AV-GR-GH-GS)	
	Reserv.	Reservas probadas (MMBEP)	
	H	Profundidad del yacimiento (ft)	
Requerimientos funcionales	Sist. Recol.	Sistema de recolección ( Ole-FSO-NA)	
	W fac.	Peso de las facilidades ( Baj-Mod-Alt-Muy alt)	
	# pozos	Número de pozos	
	Frec. Perfo	Frecuencia de perforación y workover (Alt-Med-Baj)	
Características del sitio y ambiente	Cond. Amb.	Condicions ambientales ( Muy sev-Sev-Mod-Calm)	
	Pe. Oleaje	Periodo de oleaje (s)	
	Tip. Suelo	Tipo de suelo (Aren-Arc. dura-Arc. Blan)	
	Lejania	Aislamiento y lejania ( Baj-Med-Alt)	
	Lam. Agua	Lámina de agua (ft)	
Regulaciones	Cód.	Códigos, reglas y regulaciones	
Características de la plataforma	Reutil.	Reutilización y movilización para otros proyectos	
	Durac. Insta	Duración promedio de instalación de proyectos	
	Fac. const.	Facilidad de construcción	

**Fuente:** Los autores.

4. Finalmente, se suman los pesos de la matriz para cada una de las opciones de plataformas disponibles, dando como resultado el ponderado total, el cual permite distinguir los sistemas más adecuados para las condiciones del campo en estudio.

$$Ponderado Total = \sum_0^{18} Peso [i,j]$$

**Ecuación 4.**

5. Con el fin de obtener un valor porcentual para observar mejor los resultados, los valores de peso total son divididos entre la base de calificación y multiplicados por 100. En el presente proyecto la base de calificación es cuatro (4).

$$\text{Porcentaje} = \frac{\text{Peso total}}{4} * 100$$

**Ecuación 5.**

6. Otro indicador utilizado para comparar los resultados es la eficiencia de cada plataforma con respecto a la de mejor desempeño, en esta parte se divide el peso total de cada unidad entre el peso total máximo obtenido entre las diferentes opciones.

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Peso total}}{\text{Peso total máximo}}$$

**Ecuación 6.**

Es importante resaltar que los sistemas con valores de cero (0) en la matriz en las variables consideradas determinantes en el capítulo anterior, son descartados inmediatamente del proceso de selección puesto que no serían técnicamente ni económicamente viables para esas condiciones.

### **4.3. SELECCIÓN DE VARIABLES ADICIONALES**

Con el fin de completar la selección del sistema de producción óptimo en cualquier proyecto de extracción de hidrocarburos costa afuera, se requieren evaluar las configuraciones que se suelen implementar con respecto a los tipos de risers, completamiento y anclaje, en ciertas condiciones, para cada una de las plataformas

en estudio. Cabe destacar que la selección de estas tres variables, son recomendaciones hechas a partir de las aplicaciones que se han tenido a lo largo de la industria costa afuera, sin embargo, existen muchas otras configuraciones las cuales pueden ser tenidas en cuenta para desarrollar en el campo en estudio. Adicionalmente, este tipo de variables puede tener configuraciones específicas las cuales responden a las necesidades particulares de cada tipo de proyecto.

**4.3.1. Risers.** Para la realización del proceso de selección del tipo de riser a implementar en un proyecto de producción marítima se partió de la aplicabilidad, ventajas y desventajas de cada una de las configuraciones empleadas en la industria, así como de las limitaciones que estas configuraciones presentan. Teniendo en cuenta que los risers tipo flexible tienen el mismo rango de aplicación y su configuración varía de acuerdo a cada proyecto en específico, se tuvieron en cuenta los siguientes sistemas de riser:

- Riser rígido vertical.
- SCR.
- Top Tensioned Riser.
- Riser Flexible.

Así, para un tipo de plataforma seleccionada y teniendo en cuenta la columna de agua del proyecto, se recomienda la respectiva configuración de riser, que según la compilación de datos y literatura consultada se adapte mejor a las características del proyecto, manteniendo siempre una viabilidad técnico-económica.

En el diagrama presentado en el anexo F se muestra la metodología de selección para las diferentes plataformas en estudio.

**4.3.2. Completamiento.** Con respecto al completamiento, y teniendo en cuenta lo mencionado en el capítulo 2, para las variables adicionales, en la presente selección se utilizarán los completamientos de tipo seco (control de pozo en superficie) y tipo mojado (control de pozo en el subsuelo). En este sentido, se asume que aquellas plataformas que no posean la capacidad de implementar alguno de los dos completamientos, solo tendrán como opción el completamiento que sea adecuado. Para aquellas que permiten los dos tipos de completamientos (TLP, SPAR y Spar TRUSS), su selección dependerá del área del yacimiento en estudio, teniendo en cuenta que cuando el proyecto maneja una gran área de producción o se quiere desarrollar un proyecto aislado y de poca extensión, se recomienda instalar un completamiento mojado.

Para esta selección se tiene en cuenta el diagrama de selección de completamiento mostrado en el anexo G.

**4.3.3. Anclaje.** Por último, se evalúa el sistema de anclaje, y la manera en la que las plataformas escogidas serán posicionadas en el sitio de producción del proyecto. Para este caso se tuvieron en cuenta que las plataformas fijas, y las TLP, poseen su propio sistema de posicionamiento, las demás plataformas pueden ser ancladas utilizando la configuración de un anclaje extendido (excepto las FPSO), ya sea de tipo Catenaria o TAUT-LEG, lo cual depende de la lámina de agua en la que se desarrolle el proyecto. Para las unidades tipo FPSO, se desarrollan las configuraciones con un único punto de anclaje (SPM), teniendo en cuenta que el tipo SALM, no se tiene en cuenta en la selección ya que no ha sido probado para los navíos de producción.

El diagrama de selección del tipo de anclaje se muestra en el anexo H.

## **5. APLICACION DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN PARA SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA**

Una vez creada la matriz de selección en el presente proyecto y establecido el procedimiento para aplicarla, se procedió a comprobar su funcionamiento a través de un ejemplo de un campo desarrollado con un sistema de producción ya implantado. El desempeño efectivo de la matriz en dicho ejemplo al confrontar los resultados obtenidos por la misma con la plataforma instalada actualmente en el sitio, impulsó a emplear la matriz en un campo colombiano que se encuentra todavía en exploración próximo a ser explotado.

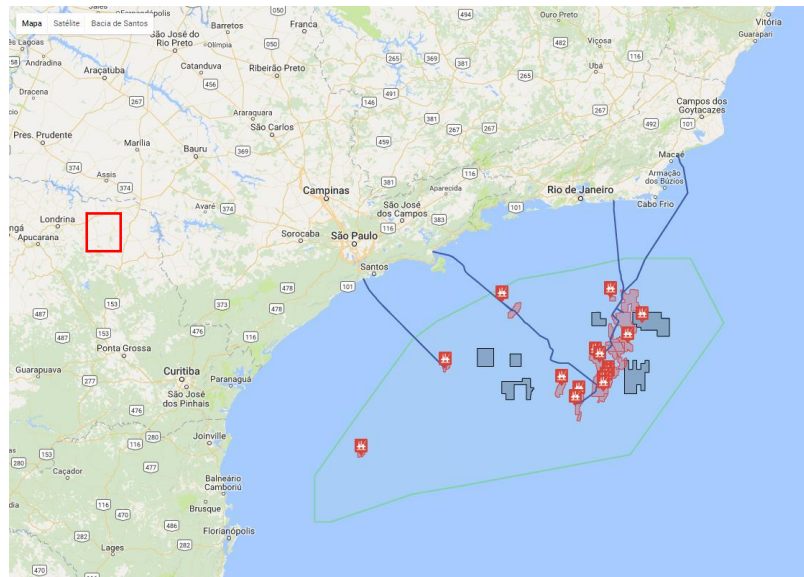
### **5.1. EJEMPLO DE APLICACIÓN CAMPO EN PRODUCCIÓN**

Con el fin de experimentar la metodología planteada en la investigación se utilizó información de un campo que se encuentra actualmente en estado de producción por una plataforma flotante FPSO llamada Cidade de Itajaí, en el campo Baúna de Brasil. Los datos obtenidos provienen de un informe publicado antes del desarrollo del campo por la agencia Petrobras llamado “Cronología: Descubrimientos y actividades de yacimientos Offshore 2007- 2008”, el cual se compone del siguiente párrafo:

“La perforación del pozo 1 BRSA 607 SPS (1 SPS 56), ubicado en aguas bajas de la zona sur de la Cuenca de Santos, comprobó la presencia de crudo ligero en yacimientos localizados arriba de la capa de sal. Análisis preliminares indican que la densidad de este crudo es de 36° API (ligero). Petrobras es concesionaria exclusiva del bloque BM-S-40, en donde se encuentra el nuevo hallazgo. La prueba realizada confirmó los altos volúmenes de salida esperados para este tipo de yacimiento y crudo encontrados. Según estimaciones, el potencial de producción, por pozo, es de más de 12 mil barriles diarios. Este pozo se ubica a cerca de 275

km al sur de la ciudad de Santos, en la zona costera del estado de São Paulo, en aguas cuya profundidad llega a 235 metros. Se comprobó el hallazgo mediante la producción de crudo en prueba de formación en pozo revestido, en yacimientos ubicados a cerca de 2.080 metros de profundidad. Petrobras dará continuidad a las actividades de exploración en el Bloque BM-S-40, de acuerdo con lo convenido en el Contrato de Concesión, mediante la perforación de nuevo pozo de exploración con el mismo objetivo, cuyo inicio se prevé para junio de 2008. Resulta muy importante este hallazgo debido a su potencial de producción de crudo ligero y a la ubicación del yacimiento en aguas bajas en el extremo sur de la Cuenca de Santos.”<sup>59</sup>

**FIGURA 17. Localización campo Baúna, Brasil.**



**Fuente:** Comunicación Bacia de Santos. Mapa. [En línea] (Recuperado en 17 de abril, 2018) Disponible es: <URL:<http://www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/mapa>>

La información requerida se completó con otro informe llamado “Plano de Desenvolvimento Aprovado Reunião de Diretoria nº 795 de 18/03/2015 –

<sup>59</sup> Agencia Petrobras. Cronología: Descubrimientos y actividades de yacimientos offshore 2007-2008. Hallazgo de importante yacimiento de crudo ligero en aguas bajas de la Cuenca de Santos. [En línea] OilProduction. Communication & Marketing Strategies. Patagonia, Argentina. 2000-2008. (Recuperado el 17 de abril de 2018) Disponible en: <URL: [http://oilproduction.net/files/cronologia\\_petrobras.pdf](http://oilproduction.net/files/cronologia_petrobras.pdf)>

Resolução nº 180/2015”, realizado por la ANP (Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil) y se encuentra resumida en la tabla 22.

**TABLA 22. Matriz de Datos del Campo Baúna, Brasil.**

Matriz Datos			
Parámetros			Datos
Características del yacimiento	A	Area de yacimiento (acres)	Pequeña
	Conec.	Conectividad del yacimiento (Alt-Med-Baja)	Alta
	Q	Capacidad de producción (BPD)	60000
	Tipo Fluido	Tipo de fluido ( AN-AV-GR-GH-GS)	Aceite NEGRO
	Reserv.	Reservas probadas (MMBEP)	345
	H	Profundidad del yacimiento (ft)	6825
Requerimientos funcionales	Sist. Recol.	Sistema de recolección ( Ole-FSO-NA)	NA
	W fac.	Peso de las facilidades ( Baj-Mod-Alt-Muy alt)	Moderadas
	# pozos	Número de pozos	13
	Frec. Perfo	Frecuencia de perforación y workover (Alt-Med-Baj)	Baja
Características del sitio y ambiente	Cond. Amb.	Condicions ambientales ( Muy sev-Sev-Mod-Calm)	Moderadas
	Pe. Oleaje	Periodo de oleaje (s)	14
	Tip. Suelo	Tipo de suelo (Aren-Arc. dura-Arc. Blan)	Arena
	Lejanía	Aislamiento y lejanía ( Baj-Med-Alt)	Media
	Lam. Agua	Lámina de agua (ft)	771
Regulaciones	Cód.	Códigos, reglas y regulaciones	NO
Características de la plataforma	Reutil.	Reutilización y movilización para otros proyectos	-
	Durac. Insta	Duración promedio de instalación de proyectos	-
	Fac. const.	Facilidad de construcción	-

**Fuente:** Los autores.

El área de este campo comparada con otros yacimientos de la misma cuenca es pequeña, la conectividad se calificó como alta teniendo en cuenta lo indicado por el “plano de desenvolvimiento” donde cita al yacimiento de interés como altamente permoporoso, el peso en las facilidades es alto ya que a pesar de ser un yacimiento de aceite ligero presenta producción de gas el cual necesita ser tratado para ser reinyectado. En cuanto a condiciones ambientales, Brasil se encuentra en el rango de ambientes moderados, el periodo de oleaje de la zona está entre 14-17 s y el tipo de suelo es arenoso; el aislamiento y lejanía como se puede observar en la

figura 19, es medio, por lo cual no presentaba ningún sistema de recolección establecido.

Al comparar la información del campo con el screening propuesto se obtuvo la matriz de evaluación presentada en la tabla 23. Como se puede observar la plataforma flotante tipo Spar y Spar Truss no son aplicables para la lámina de agua del campo, por lo tanto, fueron descartadas de las opciones.

**TABLA 23. Matriz Evaluación del Campo Baúna, Brasil.**

Matriz Evaluación									
PARÁMETROS	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA								
	JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUMNA
A	3	3	3	3	3	3	4	4	4
Conec.	4	4	4	4	4	4	4	3	1
Q	4	4	4	3	4	4	4	4	4
Tipo Fluido	3	3	3	3	3	3	3	3	4
Reserv.	2	2	2	2	1	3	1	4	4
Deep	3	3	2	2	2	4	3	4	4
Sist. Recol.	0	4	2	2	0	0	0	1	4
W fac.	3	4	4	4	4	4	4	4	4
# pozos	4	4	4	4	3	4	2	4	4
Frec. Perfo	3	3	2	2	2	2	4	4	4
Cond. Amb.	3	3	3	3	3	4	3	3	3
Estabilidad	3	2	4	4	4	4	4	4	3
Lejanía	2	2	3	3	3	4	3	3	3
Lam. Agua	3	4	0	0	0	4	4	2	3
Cód.	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Reutil.	1	1	1	1	1	1	1	2	3
Durac. Insta	2	1	3	3	3	2	3	1	3
Fac. const.	2	1	1	1	2	2	3	3	3

**Fuente:** Los autores

Luego la matriz evaluación fue multiplicada por los porcentajes definitivos de cada parámetro respectivamente, dando como resultado la matriz de pesos, presentada a continuación en la tabla 24.

**TABLA 24. Matriz pesos del Campo Baúna, Brasil.**

Matriz porcentaje										
Pesos	VARIABLES	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA								
		JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUMNA
0,0214	A	0,0642	0,0642	0,0642	0,0642	0,0642	0,0856	0,0856	0,0856	0,0856
0,0119	Conec.	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0357	0,0119	0,0119
0,0502	Q	0,2008	0,2008	0,2008	0,1506	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008
0,1174	Tipo Fluido	0,3522	0,3522	0,3522	0,3522	0,3522	0,3522	0,3522	0,4696	0,4696
0,0502	Reserv.	0,1004	0,1004	0,1004	0,0502	0,1506	0,0502	0,2008	0,2008	0,1506
0,0214	Deep	0,0642	0,0642	0,0428	0,0428	0,0856	0,0642	0,0856	0,0856	0,0856
0,0502	Sist. Recol.	0	0,2008	0,1004	0,1004	0	0	0,0502	0,2008	0,2008
0,0502	W fac.	0,1506	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008
0,0214	# pozos	0,0856	0,0856	0,0856	0,0642	0,0856	0,0428	0,0856	0,0856	0,0428
0,0502	Frec. Perfo	0,1506	0,1506	0,1004	0,1004	0,1004	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008
0,1174	Cond. Amb.	0,3522	0,3522	0,3522	0,3522	0,4696	0,3522	0,3522	0,3522	0,2348
0,1174	Estabilidad	0,3522	0,2348	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,3522	0,3522
0,0502	Lejania	0,1004	0,1004	0,1506	0,1506	0,2008	0,1506	0,1506	0,1506	0,1506
0,1174	Lam. Agua	0,3522	0,4696	0	0	0,4696	0,4696	0,2348	0,3522	0,3522
0,1174	Cód.	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587
0,0119	Reutil.	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0238	0,0357	0,0357
0,0119	Durac. Insta	0,0238	0,0119	0,0357	0,0357	0,0238	0,0357	0,0119	0,0357	0,0357
0,0119	Fac. const.	0,0238	0,0119	0,0119	0,0238	0,0238	0,0357	0,0357	0,0357	0,0357

**Fuente:** Los autores.

Finalmente, los porcentajes fueron sumados dando como resultado la ponderación total para cada tipo de plataforma.

**TABLA 25. Ponderado total y resultado definitivo del Campo Baúna, Brasil.**

	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA								
	JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUMNA
<b>Puntuación Total</b>	<b>3,0197</b>	<b>3,2469</b>	<b>2,9141</b>	<b>2,8042</b>	<b>3,5439</b>	<b>3,3573</b>	<b>3,3637</b>	<b>3,6436</b>	<b>3,4332</b>
<b>Porcentajes</b>	<b>75,5%</b>	<b>81,2%</b>	<b>72,9%</b>	<b>70,1%</b>	<b>88,6%</b>	<b>83,9%</b>	<b>84,1%</b>	<b>91,1%</b>	<b>85,8%</b>
<b>Eficiencia de la unidad</b>	<b>0,83</b>	<b>0,89</b>	<b>0,80</b>	<b>0,77</b>	<b>0,97</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>1,00</b>	<b>0,94</b>

**Fuente:** Los autores.

Como se puede observar en el resultado definitivo, las plataformas Spar fueron descartadas por su limitación en la lámina de agua y las unidades más adecuadas

para implementar en el Campo Baúna fueron FPSO, TLP y Monocolumna, siendo la FPSO la de mejor calificación.

Para finalizar la selección del sistema de producción del campo Bauna (Brasil), se brinda la información de los risers, completamientos, y anclajes que se recomiendan para cada tipo de plataforma, que según la selección son las más adecuadas para implementar en el proyecto, teniendo en cuenta los anexos F, G y H.

**TABLA 26. Resultado final de las unidades adecuadas para producir el campo Baúna con información de los elementos adicionales seleccionados.**

TIPO DE SISTEMA SELECCIONADO				
VARIABLE	Tipo de Plataforma	FPSO	TLP	MONO
	Riser	Flexible	SCR	Flexible
	Completamiento	Mojado	Mojado	Mojado
	Anclaje	CALM	Piernas Tensionadas	Catenaria

**Fuente:** Los autores.

En la metodología planteada por el proyecto, el usuario tiene libertad de escoger la opción más conveniente conforme su criterio. En el caso del campo Baúna actualmente se encuentra produciendo una plataforma flotante FPSO, la misma obtenida como la opción con mayor puntaje mediante la aplicación de la matriz, esto confirma el correcto funcionamiento de la matriz desarrollada en la investigación.

## **5.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN CAMPO GORGÓN I, COSTA CARIBE COLOMBIANA.**

Como segundo ejemplo de aplicación de la matriz desarrollada en este proyecto se decidió realizar la selección de un sistema de producción en un campo a desarrollar en la costa caribe Colombia, exactamente en el campo Gorgón I, el cual está localizado en la zona sur de esta costa. A pesar de que en el momento de elaboración de esta investigación, el campo Gorgón I sigue en fase exploratoria, por su reciente descubrimiento, este proyecto es conveniente para ser evaluado mediante la matriz de selección, por lo que todavía no se encuentra instalado ningún sistema de producción en el sitio en cuestión.

El reporte de descubrimiento del campo Gorgón I, realizado en mayo de 2017, y extraído de Ecopetrol, indica lo siguiente:

“Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) informa que el pozo exploratorio Gorgon-1 mostró la presencia de gas en aguas profundas en el sur del Caribe colombiano, en zonas ubicadas entre los 3.675 y los 4.415 metros de profundidad bajo el nivel medio del mar. Este descubrimiento prueba la existencia de gas en una estructura localizada en el mismo tren geológico del campo Kronos. Gorgon-1 está ubicado a 27 kilómetros al norte del pozo Purple Angel-1, que recientemente confirmó la extensión del yacimiento de gas descubierto con el pozo Kronos-1 en agosto de 2015. Los tres pozos exitosos muestran para Ecopetrol la posible existencia de una provincia gasífera en esta zona del Caribe colombiano.

El pozo Gorgon-1 forma parte del bloque Purple Angel. Este bloque limita con los bloques Fuerte Sur (donde se descubrió Kronos-1), Col-5 y Fuerte Norte. Ecopetrol

tiene 50% de participación en estos bloques, cuyo operador es Anadarko con el 50% restante. En total, los cuatro bloques cubren un área de 14.900 kilómetros cuadrados.”

Según el reporte de Anadarko, compañía operadora, el pozo estableció un récord para el país, pues atravesó la mayor lámina de agua en la historia de la perforación costa afuera de Colombia, 2.316 metros. Fue perforado con un buque de alta tecnología llamado Bolette Dolphin. Entre los 3.675 y 4.415 metros de profundidad (a más de 1,3 kilómetros por debajo del lecho marino), se encontraron intervalos de arena neta gasífera, que de acuerdo con los resultados preliminares, suman entre 80 y 110 metros (260 a 360 pies), equivalentes a la altura de un edificio de entre 26 y 36 pisos.

“Nos satisface poder anunciar este tercer descubrimiento en el sur del Caribe Colombiano. Los resultados confirman que Colombia podría contar con una nueva provincia para la producción de gas, un combustible limpio y de creciente demanda en el mercado internacional.”, aseguró Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol.

Con la confirmación de la presencia de un conjunto de campos gasíferos en la zona, se abre la posibilidad para que Colombia desarrolle un “cluster” especializado en la producción de gas, que permitiría compartir facilidades y mejorar la rentabilidad y eficiencia de los proyectos.” Bogotá D.C., 3 de mayo de 2017<sup>60</sup>.

---

<sup>60</sup> ECOPETROL S.A. Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. [En línea]. Boletines 2017. Bogotá D.C. 2018. (Recuperado en 5 de abril de 2018). Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/descubrimiento-exploratorio-Gorgon>

**FIGURA 18. Campo GORGON-1.**



**Fuente:** Nueva provincia gasífera en el caribe colombiano [En línea] (recuperado el 10 de mayo de 2018) Disponible es <URL: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)>

**FIGURA 19. Localización Campo Gorgón I.**



**Fuente:** Bloques Costa afuera Colombia. [En Línea] (Recuperado el 10 de mayo de 2018) Disponible en <URL: [http://www.elpais.com.co/files/article\\_content\\_gallery/uploads/2017/05/03/590a5c4f54e31.jpeg](http://www.elpais.com.co/files/article_content_gallery/uploads/2017/05/03/590a5c4f54e31.jpeg)>

Aunque la información es insuficiente para completar la matriz de selección del proyecto, se logró hacer un compilado de toda la información disponible acerca de este descubrimiento, teniendo en cuenta que hasta el momento esta información se basa en estimaciones, debido a la incertidumbre que todavía se tiene sobre el campo. Asimismo, se utilizaron como referencia datos de los campos costa afuera, que se han desarrollado en la costa caribe a lo largo de la industria petrolera colombiana y se compararon con las características y requerimientos funcionales de campos con cualidades similares en países donde la industria off shore se encuentra más desarrollada.

Por último, se consultaron estudios implementados en el sector caribe sobre el suelo, las condiciones ambientales y de sitio para definir alguno de los parámetros de selección que afectan la decisión del sistema de producción.

**TABLA 27. Matriz de Datos del Campo Gorgón I, Colombia.**

Matriz Datos			
Parámetros			Datos
Características del yacimiento	A	Area de yacimiento (acres)	Moderado
	Conec.	Conectividad del yacimiento (Alt-Med-Baja)	Alta
	Q	Capacidad de producción (BPD)	17000
	Tipo Fluido	Tipo de fluido ( AN-AV-GR-GH-GS)	GS
	Reserv.	Reservas probadas (MMBEP)	1000
	H	Profundidad del yacimiento (ft)	12057
Requerimientos funcionales	Sist. Recol.	Sistema de recolección ( Ole-FSO-NA)	Ole
	W fac.	Peso de las facilidades ( Baj-Mod-Alt-Muy alt)	Moderadas
	# pozos	Número de pozos	17
	Frec. Perfo	Frecuencia de perforación y workover (Alt-Med-Baj)	Media
Características del sitio y ambiente	Cond. Amb.	Condicions ambientales ( Muy sev-Sev-Mod-Calm)	Moderadas
	Pe. Oleaje	Periodo de oleaje (s)	10
	Tip. Suelo	Tipo de suelo (Aren-Arc. dura-Arc. Blan)	Arena
	Lejanía	Aislamiento y lejanía ( Baj-Med-Alt)	Baja
	Lam. Agua	Lámina de agua (ft)	7560
Regulaciones	Cód.	Códigos, reglas y regulaciones	NO
Características de la plataforma	Reutil.	Reutilización y movilización para otros proyectos	-
	Durac. Insta	Duración promedio de instalación de proyectos	-
	Fac. const.	Facilidad de construcción	-

**Fuente:** Los autores.

El área, conectividad del yacimiento y número de pozos fueron obtenidos a partir de la comparación con los yacimientos cercanos que se encuentran en la costa caribe (Chuchupa-Ballenas principalmente), los cuales poseen condiciones similares a Gogón <sup>61,62</sup>. Asimismo, las demás características del yacimientos, así como la lámina de agua, fueron obtenidas a partir de la corta información que brindan los reportes del descubrimiento de este campo.

El sistema de recolección y el aislamiento fue determinado teniendo en cuenta que, debido a los descubrimientos que se están presentando en la zona, se tiene pensado realizar un “cluster de infraestructura” en el que se compartiran facilidades y equipos, por lo cual el proyecto no va a ser aislado, por el contrario, implementarán sistemas de exportación necesarios (gasoductos) para un gran proyecto de extracción como este.

Por último, las demás características del sitio y ambiente, fueron obtenidas a partir de estudios de caracterización del suelo y de las condiciones ambientales de la costa caribe. <sup>63,64,65</sup>

Después de obtener los datos necesarios para desarrollar la selección del sistema de producción óptimo, se procede a completar la matriz, teniendo en cuenta los screenings del capítulo 3.

---

<sup>61</sup>HUANG, Bill; FRENCH, Mike y MARKITELL, Barry. Design and Performance of Chuchupa 14 - First Horizontal Gas Well, Offshore Colombia. Beijing, PR China. 1995. SPE 29978

<sup>62</sup> RIVERA, Nestor, et al. Incremental Reserves and Production Potential From Horizontal Wells in Chuchupa Field, Colombia. New Orleans, Louisiana, USA, 2009. SPE 124675

<sup>63</sup> SURF-FORECAST. Mapas de Olas y Vientos. [En línea]. 2018. (Recuperado 7 de abril del 2018). Disponible en : [http://es.surf-forecast.com/weather\\_maps/Brazil?symbols=breaks.forecast.rating&type=nav](http://es.surf-forecast.com/weather_maps/Brazil?symbols=breaks.forecast.rating&type=nav)

<sup>64</sup> DANIEL, Inger, et al. Caracterización del régimen del viento y el oleaje en el litoral del departamento del Atlántico, Colombia. Barranquilla, Colombia. 2015.

<sup>65</sup> ORTIZ ROYERO Juan Carlos y MERCADO IRRIZARRY, Aurelio. Estudio preliminar del impacto del oleaje de huracanes en la línea costera del Departamento del Atlántico. Colombia: Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas. 2006.

**TABLA 28. Matriz Evaluación del Campo Gorgón I, Colombia.**

Matriz Evaluación										
PARÁMETROS	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA									
	JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUMNA	
A	4	4	4	4	4	4	3	2	2	2
Conec.	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1
Q	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4
Tipo Fluido	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1
Reserv.	1	1	0	0	0	4	0	4	3	1
Deep	4	4	4	4	4	4	1	3	3	3
Sist. Recol.	4	3	4	4	4	4	4	4	2	2
W fac.	3	4	3	3	2	2	4	3	3	3
# pozos	4	4	3	2	3	2	4	4	2	2
Frec. Perfo	4	4	4	3	3	2	3	2	2	2
Cond. Amb.	3	3	3	3	4	3	3	2	2	2
Estabilidad	3	2	4	4	4	4	4	1	3	3
Lejanía	4	4	1	1	3	3	4	3	3	3
Lam. Agua	0	0	3	4	0	2	4	4	4	4
Cód.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Reutil.	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3
Durac. Insta	2	1	3	3	2	3	1	3	3	3
Fac. const.	2	1	1	2	2	3	3	3	3	3

**Fuente:** Los autores.

Al igual que en el ejemplo del campo Baúna, Brasil, en el proyecto Gorgón I, también fueron descartadas algunas plataformas, en este caso, la Jacket, Gravedad y TLP, siendo tanto económica como técnicamente no viables para desarrollar en el proyecto.

**TABLA 29. Matriz de pesos del Campo Gorgón I, Colombia.**

Matriz pesos										
Pesos	VARIABLES	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA								
		JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUMNA
0,0214	A	0,0856	0,0856	0,0856	0,0856	0,0856	0,0642	0,0428	0,0428	0,0428
0,0119	Conec.	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0476	0,0119	0,0119
0,0502	Q	0,2008	0,2008	0,2008	0,1506	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008
0,1174	Tipo Fluido	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,1174	0,1174
0,0502	Reserv.	0,0502	0,0502	0	0	0,2008	0	0,2008	0,1506	0,0502
0,0214	Deep	0,0856	0,0856	0,0856	0,0856	0,0856	0,0214	0,0642	0,0642	0,0642
0,0502	Sist. Recol.	0,2008	0,1506	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,2008	0,1004	0,1004
0,0502	W fac.	0,1506	0,2008	0,1506	0,1506	0,1004	0,1004	0,2008	0,1506	0,1506
0,0214	# pozos	0,0856	0,0856	0,0642	0,0428	0,0642	0,0428	0,0856	0,0856	0,0428
0,0502	Frec. Perfo	0,2008	0,2008	0,2008	0,1506	0,1506	0,1004	0,1506	0,1004	0,1004
0,1174	Cond. Amb.	0,3522	0,3522	0,3522	0,3522	0,4696	0,3522	0,3522	0,2348	0,2348
0,1174	Estabilidad	0,3522	0,2348	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,4696	0,1174	0,3522
0,0502	Lejanía	0,2008	0,2008	0,0502	0,0502	0,1506	0,1506	0,2008	0,1506	0,1506
0,1174	Lam. Agua	0	0	0,3522	0,4696	0	0,2348	0,4696	0,4696	0,4696
0,1174	Cód.	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587	0,587
0,0119	Reutil.	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0238	0,0357	0,0357
0,0119	Durac. Insta	0,0238	0,0119	0,0357	0,0357	0,0238	0,0357	0,0119	0,0357	0,0357
0,0119	Fac. const.	0,0238	0,0119	0,0119	0,0238	0,0238	0,0357	0,0357	0,0357	0,0357

**Fuente:** Los autores

**TABLA 30. Ponderado total y resultado definitivo del Campo Gorgón I, Colombia.**

	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA								
	JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUMNA
<b>Peso Total</b>	3,1289	2,9877	3,3763	3,3838	3,3423	3,1255	3,8142	2,6912	2,7828
<b>Porcentajes</b>	78%	74,7%	84,4%	84,6%	83,6%	78,1%	95,4%	67,3%	69,6%
<b>Eficiencia de la unidad</b>	0,82	0,78	0,89	0,89	0,88	0,82	1,00	0,71	0,73

**Fuente:** Los autores.

Al final de la selección se puede apreciar que las plataformas Semi-Sumergibles, Spar y Spar Truss son las mas adecuadas para implementar en el proyecto de extracción off-shore de la costa Caribe, siendo la Semi-Sumergible, con una gran diferencia, la opción mas viable.

Se puede concluir que los valores obtenidos por medio de la matriz de selección se muestran razonables, esto debido principalmente a que las plataformas tipo Jacket

y Gravedad no tienen la capacidad de trabajar con grandes columnas de aguas por lo que se necesitan estructuras demasiado grandes lo cual hace que no sea económicamente viable, lo mismo sucede con las plataformas tipo TLP, ya que sus piernas tensionadas, las cuales están compuestas principalmente de acero, se limitan a profundidades de agua aproximadas de 5000 fts.

Por otro lado, las plataformas FPSO y Mono-Columna no son las más adecuadas a la hora de trabajar con yacimientos de Gas y por último las plataformas SPAR, SPAR TRUSS y Mini-TLP se ven limitadas a la hora de manejar proyectos de gran magnitud como Gorgón I, para este caso se hace necesario la ayuda de otro tipo de plataformas que le permitan manejar la producción del campo.

Para la selección de las variables adicionales de producción se realizó el mismo procedimiento que en el ejemplo anterior, dando como resultado los siguientes sistemas de producción con los elementos adicionales recomendados.

**TABLA 31. Resultado final de las unidades adecuadas para producir el campo Gorgon-1 con información de los elementos adicionales seleccionados.**

TIPO DE SISTEMA SELECCIONADO				
VARIABLE	Tipo de Plataforma	SS	Spar	Spar T
	Riser	SCR	TTR	TTR
	Completamiento	Mojado	Seco	Seco
	Anclaje	Taut-Leg	Taut-Leg	Taut-Leg

**Fuente:** Los autores

## 6. CONCLUSIONES

- La matriz de decisión establecida por los autores del presente proyecto es una excelente alternativa de orientación, puesto que se propone una matriz robusta que permite destacar de manera rápida y eficiente, las plataformas de producción y las configuraciones de risers, completamiento y anclaje más apropiadas para implementar a cada proyecto determinado.
- Según el análisis de toma de decisiones realizado para este proyecto, el proceso de selección para las plataformas de producción en proyectos costa afuera está en función de diversos parámetros tales como las características del yacimiento, del sitio y del ambiente, los requerimientos funcionales del campo, las restricciones de la empresa y/o país encargado del proyecto y las ventajas que presentan los diferentes sistemas.
- Por medio de la jerarquización desarrollada se logró establecer el nivel de importancia que posee cada parámetro en la selección, siendo la columna de agua, las condiciones ambientales, la frecuencia de oleaje, las regulaciones y el tipo de fluido, los factores más determinantes para la toma de decisiones.
- La aplicación de la matriz en los campos BAUNA (fase de producción) de Brasil y GORGON-I (fase exploratoria) de Colombia, demostró el correcto funcionamiento del proceso de selección de los sistemas de producción en campos costa-afuera, proporcionando resultados razonables para los campos en estudio.

- El estudio del proyecto de extracción de hidrocarburos en la zona caribe colombiana, tomando como referencia al campo Gorgón-I, muestra que la unidad de producción óptima para implementar en la zona es la Semi-Sumergible, gracias, principalmente, a su buen desempeño en proyectos de extracción de gas y su óptima aplicación a columnas de agua ultraprofundas.

## 7. RECOMENDACIONES

La matriz de decisión establecida por los autores en el presente proyecto representa una herramienta para seleccionar de manera rápida el sistema de producción adecuado para cualquier campo en particular en función de las características del mismo, sin embargo, cabe la posibilidad de ampliar la gama de parámetros de evaluación, comprobando la influencia de otras variables en la toma de decisión, con el fin de optimizar la matriz de selección desarrollada y obtener resultados cada vez mas favorables. De la misma forma, se debe prestar especial atención a los rangos de operación de las unidades de producción marítima, ya que gracias a los constantes avances que tiene la industria, estos rangos pueden presentar cambios que afecten la selección.

Las deducciones proporcionadas por la matriz no deben ser consideradas como definitivas para la implementación de un sistema de producción en un campo off-shore, es trascendental realizar un análisis posterior para verificar la coherencia de los resultados y tener en cuenta la naturaleza de la compañía que se encuentre realizando la selección, puesto que aunque para todas es indispensable contar con la mayor viabilidad técnica-económica, algunos proyectos pueden priorizar los parámetros de selección de forma diferente a la jerarquización desarrollada en el proyecto.

A pesar que el factor costo se encuentra implícito en cada parámetro, es importante realizar una evaluación económica que complemente la evaluación técnica desarrollada mediante la matriz establecida, que permita lograr efectivamente el objetivo de seleccionar el sistema de producción óptimo para un campo en particular.

## BIBLIOGRAFÍA

AMORIM, Tailand Oliveira. Plataformas Offshore-Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, UEZO, Rio de Janeiro, Brasil. 2010.

Agencia Petrobras. Cronología: Descubrimientos y actividades de yacimientos offshore 2007-2008. Hallazgo de importante yacimiento de crudo ligero en aguas bajas de la Cuenca de Santos. [En línea] OilProduction. Communication & Marketing Strategies. Patagonia, Argentina. 2000-2008.(Recuperado el 17 de Abril de 2018) Disponible en: <URL: [http://oilproduction.net/files/cronologia\\_petrobras.pdf](http://oilproduction.net/files/cronologia_petrobras.pdf)>

BACHYNSKI, E. y MOAN, T. Design considerations for tension leg platform wind turbines. Marine Structures. Trondheim, Norway. 2012. vol. 29, p. 89-114.

BARRANCO, C. F. Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Ingeniería Naval. Trabajo para la Academia de Ingeniería, México. 2012.

BARTON, C., et al. Deepwater solutions & records for concept selection. Enabling Technologies for Deepwater Production [online]. vol. 1. Poster May, Offshore Magazine inset, 2017. (Recuperado en 5 de abril de 2018). Disponible en <URL:<https://www.offshore-mag.com/content/dam/offshore/print-articles/volume-77/05/2017-DeepwaterPoster-D6-Ads.pdf>>.

BOYD, N. Topsides Weight Reduction Design Techniques for Offshore Platforms. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 5-8. 1986. OTC 5257.

CARTER, B. y RONALDS, B. Deepwater Riser Technology. Perth, Australia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2014. SPE-50140-MS.

CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering. 2 ed. Elsevier, 2005.

CORREA, P.S. & COSTA, H.G. Construction of an AHP-based model to catch criteria weights in post-occupancy evaluation. International Journal of the Analytic Hierarchy Process. Vol 2. 2010.

CRUZ RODRIGUES DE CAMPOS, Felipe. Análise dos critérios de estabilidade para projetos de plataformas do tipo monocolumna. Tesis Doctoral. Universidade de São Paulo. 2008.

D'SOUZA, R.; AGGARWAL, Rajiv y GRANHERNE. The Tension Leg Platform Technology- Historical and Recent Developments. Rio de Janeiro, Brazil, 2013. OTC 24512.

DURANCE, P. y GODET, M. La prospectiva estratégica para las empresas y los territorios. 2011.

ECOPETROL S.A. Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. [En línea]. Boletines 2017. Bogotá D.C. 2018. (Recuperado en 5 de abril de 2018). Disponible en: URL:<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/descubrimiento-exploratorio-Gorgon>.

FURLOW, W. Cell spar enables Red Hawk development. 2004. [En línea]. (Recuperado en 01 marzo 2018). Disponible en <URL: [www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-4/construction-installation/cell-spar-enables-red-hawk-development.html](http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-4/construction-installation/cell-spar-enables-red-hawk-development.html) Métodos y técnicas de perforación >.

GARCÍA REYES, Miguel; JARAMILLO, Gerardo Ronquillo. Estados Unidos, petróleo y geopolítica. México, Coedición del Instituto Mexicano del Petróleo y Plaza y Valdés Editores, 2005.

GONÇALVES DE LACERDA, T. Análise de Sistemas de Ancoragem de Plataformas Flutuantes. Projeto Final de Curso–Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas, 2005.

HUANG, Bill; FRENCH, Mike y MARKITELL, Barry. Design and Performance of Chuchupa 14 - First Horizontal Gas Well, Offshore Colombia. Beijing, PR China. 1995. SPE 29978.

INGER, D. et al. Caracterización del régimen del viento y el oleaje en el litoral del departamento del Atlántico, Colombia. Barranquilla, Colombia. 2015.

JUVINAO CARBONO, Alonso. Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos. Rio de Janeiro, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

KIBBEE, S.E.; et al. The Seastar Tension-Leg Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 1994. OTC 7535.

KOON, J. R., HEIJERMANS, B. y WYBRO, P. G. Development of the Prince Field. Offshore Technology Conference. Houston, texas. 2002. OTC 14173.

LEE, G. C., y ANDREWS, J. C. Design, Construction, and Installation of Conventional Steel Jacket Platforms. Society of Petroleum Engineers. Beijing, China. 1982. SPE 10000.

LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide. 2 ed. PennWell Books, 2011.

LIM, E. F. H. y RONALDS, B. F. Evolution of the production semisubmersible. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Western Australia, 2000. SPE-63036-MS.

ORTIZ, J. y MERCADO, A. Estudio preliminar del impacto del oleaje de huracanes en la línea costera del Departamento del Atlántico. Colombia: Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas. 2006.

Petrobras BR. Infográfico Tipos de Plataformas. [En línea] (Recuperado en 24 abril 2018). Disponible en <URL: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>.>

QIAO, Dongsheng; OU, Jinping y WU, Fei. Design selection analysis for mooring positioning system of deepwater semi-submersible platform. En The Twenty-second International Offshore and Polar Engineering Conference. Perth, Australia. 2012. ISOPE-I-12-012.

R Core Team (2017). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>.

RECOMMENDED PRACTICE. DET NORSKE VERITAS AS. DNV-RP-F205. Global Performance Analysis of. Deepwater Floating Structures. Octubre. 2010.

RIVERA, Nestor, et al. Incremental Reserves and Production Potential From Horizontal Wells in Chuchupa Field, Colombia. New Orleans, Louisiana, USA, 2009. SPE 124675

RONALDS, B.F. Deepwater Facility Selection. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. U.S.A. Mayo, 2002. OTC 14259.

RONALDS, B.F. Y LIM, E.F.H. FPSO Trends. Society of Petroleum Engineers Western, Australia. 1999. SPE 56708.

RUINEN, Roderick y DEGENKAMP, Gijs. Anchor Selection and Installation for Shallow and Deepwater Mooring Systems. Norway, 2001. ISOPE-I-01-216.

RUIVO, F. M., y MOROOKA, C. K. Decommissioning Offshore Oil and Gas Fields. 2001. SPE-71748-MS.

SABLOK, Anil K. y BARRAS, Steven. SS: Spar Technology-The internationalization of the Spar Platform. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 2009. OTC 20234.

SURF-FORECAST. Mapas de Olas y Vientos. [En línea]. 2018. (Recuperado 7 de abril del 2018).[ Disponible en : [http://es.surfforecast.com/weather\\_maps/Brazil?symbols=breaks.forecast.rating&type=nav](http://es.surfforecast.com/weather_maps/Brazil?symbols=breaks.forecast.rating&type=nav)]

WISCH, D. J. Fixed Steel Offshore Structure Design - Past, Present & Future. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. 1998. OTC 8822.

XIA, Jinzhu; D'SOUZA, Richard. Applicability of Various Floating Platform Designs for Deepwater Hydrocarbon Production off North West Australia. Deep Offshore Technology (DOT). Perth, Australia. 27-29 November. 2012.

## ANEXOS

### ANEXO A. Resumen rangos de aplicación para cada criterio.

PARÁMETROS	RANGOS CUALITATIVOS Y CUANTITATIVOS										
Lámina de Agua	#####										
Condición Ambiental	Calmos		Moderados			Severos			Muy Severos		
Área del yacimiento	Pequeña		Moderada			Grande		Muy grande	Múltiple		
Conectividad del yacimiento	Alta				Media			Baja			
Tasa de Producción (BEPD)	#####										
Tipo de fluido	Aceite Negro		Aceite Volátil		Gas Retrogrado		Gas Húmedo		Gas Seco		
Reservas extraíbles a condiciones actuales (MMBEP)	Pequeños (<25)			Medianos (25-100)		Grandes (100-500)		Gigantes Pequeños (500-2000)		Gigantes Grandes (>2000)	
Lejanía a la costa	Baja				Media			Alta			
Presencia de sistema de recolección	FSO				Oleoducto			NO			
Profundidad del yacimiento	Somero (<5000')				Media (5000'-9000')		Profundo (9000'- 13000')		Ultra-Profundo (>13000')		
Peso de facilidades de Superficie (Baja 0-3) (Media 4-6) (Alta 7-8) (Muy alta >8)	Tipo de recobro					Tratamiento a los fluidos					
	Primario	Secundario	Terciario	Hidratos	Parafinas	H2S	CO2	Solidos	Agua		
									Alt(3)	Med(2)	Baj(1)

## ANEXO B. Matriz de importancia entre factores para desarrollo de método AHP realizada por autor 1.

Variables	A	Conec.	Q	Tipo Fluido	Reserv.	Deep	Sist. Recol.	W fac.	# pozos	Frec. Perfo	Cond. Amb.	ESTABILIDAD	Lejania	Lam. Agua	Cód.	Reutil.	Durac. Insta	Fac. const.
A	0,0194	0,0065	0,0389	0,0972	0,0583	0,0194	0,0389	0,0194	0,0194	0,0194	0,1361	0,1167	0,0583	0,1556	0,1750	0,0097	0,0065	0,0049
Conec.	0,0390	0,0130	0,0651	0,0651	0,0521	0,0390	0,0521	0,0390	0,0390	0,0651	0,1041	0,1041	0,0521	0,1171	0,1171	0,0260	0,0065	0,0043
Q	0,0157	0,0063	0,0313	0,0940	0,0627	0,0104	0,0104	0,0157	0,0157	0,0104	0,1567	0,0940	0,0157	0,2194	0,2194	0,0078	0,0078	0,0063
Tipo Fluido	0,0107	0,0107	0,0178	0,0535	0,0134	0,0076	0,0107	0,0107	0,0107	0,0107	0,1606	0,1070	0,0134	0,2676	0,2676	0,0089	0,0107	0,0076
Reserv.	0,0097	0,0073	0,0146	0,1165	0,0291	0,0146	0,0291	0,0097	0,0146	0,0583	0,1456	0,1456	0,0291	0,2039	0,1456	0,0146	0,0073	0,0049
Deep	0,0176	0,0059	0,0527	0,1230	0,0351	0,0176	0,0351	0,0176	0,0176	0,0703	0,0878	0,1230	0,0703	0,1406	0,1406	0,0176	0,0059	0,0044
Sist. Recol.	0,0130	0,0065	0,0781	0,1302	0,0260	0,0130	0,0260	0,0087	0,0087	0,0781	0,1042	0,1562	0,0260	0,1302	0,1823	0,0052	0,0037	0,0037
W fac.	0,0189	0,0063	0,0377	0,0943	0,0566	0,0094	0,0566	0,0189	0,0094	0,0566	0,1321	0,1509	0,0566	0,1321	0,1509	0,0063	0,0031	0,0031
# pozos	0,0174	0,0058	0,0348	0,0871	0,0348	0,0174	0,0522	0,0348	0,0174	0,0348	0,1393	0,1393	0,0871	0,1393	0,1393	0,0087	0,0044	0,0058
Frec. Perfo	0,0298	0,0060	0,0894	0,1489	0,0149	0,0074	0,0099	0,0099	0,0149	0,0298	0,0894	0,1787	0,0596	0,1489	0,1489	0,0050	0,0043	0,0043
Cond. Amb.	0,0133	0,0116	0,0186	0,0310	0,0186	0,0186	0,0232	0,0133	0,0116	0,0310	0,0929	0,0929	0,0310	0,1858	0,3716	0,0133	0,0116	0,0103
Estabilidad	0,0158	0,0118	0,0315	0,0473	0,0189	0,0135	0,0158	0,0118	0,0118	0,0158	0,0946	0,0946	0,0135	0,1892	0,3783	0,0118	0,0135	0,0105
Lejania	0,0100	0,0075	0,0599	0,1197	0,0299	0,0075	0,0299	0,0100	0,0060	0,0150	0,0898	0,2095	0,0299	0,1796	0,1796	0,0060	0,0060	0,0043
Lam. Agua	0,0208	0,0185	0,0238	0,0333	0,0238	0,0208	0,0333	0,0238	0,0208	0,0333	0,0831	0,0831	0,0277	0,1663	0,3325	0,0185	0,0185	0,0185
Cód.	0,0279	0,0279	0,0359	0,0502	0,0502	0,0314	0,0359	0,0314	0,0314	0,0502	0,0628	0,0628	0,0418	0,1255	0,2511	0,0279	0,0279	0,0279
Reutil.	0,0281	0,0070	0,0562	0,0843	0,0281	0,0141	0,0703	0,0422	0,0281	0,0843	0,0984	0,1124	0,0703	0,1265	0,1265	0,0141	0,0047	0,0047
Durac. Insta	0,0337	0,0225	0,0449	0,0562	0,0449	0,0337	0,0787	0,0674	0,0449	0,0787	0,0899	0,0787	0,0562	0,1011	0,1011	0,0337	0,0112	0,0225
Fac. const.	0,0402	0,0302	0,0503	0,0704	0,0603	0,0402	0,0704	0,0603	0,0302	0,0704	0,0905	0,0905	0,0704	0,0905	0,0905	0,0302	0,0050	0,0101
	0,02116	0,01173	0,04342	0,08346	0,03655	0,01865	0,03769	0,02567	0,01957	0,04511	0,10877	0,11890	0,04494	0,15662	0,19545	0,01473	0,00881	0,00878

## ANEXO C. Matriz de importancia entre factores para desarrollo de método AHP realizada por autor 2.

Variables	A	Conec.	Q	Tipo Fluido	Reserv.	Deep	Sist. Recol.	W fac.	# pozos	Frec. Perfo	Cond. Amb.	ESTABILIDAD	Lejanía	Lam. Agua	Cód.	Reutil.	Durac. Insta	Fac. const.
A	1	1	3	7	5	1	3	3	1	5	7	7	3	7	7	1/2	1/2	1/3
Conec.	1	1,00	3	7	5	1	3	3	1	5	7	7	3	7	7	1/2	1/2	1/3
Q	1/3	1/3	1,00	5	3	1/3	1	1	1/3	3	5	5	1	5	5	1/3	1/3	1/4
Tipo Fluido	1/7	1/7	1/5	1,00	1/2	1/7	1/5	1/5	1/7	1/3	1	1	1/5	1	1	1/7	1/7	1/8
Reserv.	1/5	1/5	1/3	2	1,00	1/5	1/3	1/3	1/5	1	2	2	1/3	2	2	1/6	1/6	1/7
Deep	1	1	3	7	5	1,00	3	3	1	5	7	7	3	7	7	1/2	1/2	1/3
Sist. Recol.	1/3	1/3	1	5	3	1/3	1,00	1	1/3	3	5	5	1	5	5	1/3	1/3	1/4
W fac.	1/3	1/3	1	5	3	1/3	1	1,00	1/3	3	5	5	1	5	5	1/3	1/3	1/4
# pozos	1	1	3	7	5	1	3	3	1,00	5	7	7	3	7	7	1/2	1/2	1/3
Frec. Perfo	1/5	1/5	1/3	3	1	1/5	1/3	1/3	1/5	1,00	2	2	1/3	2	2	1/6	1/6	1/7
Cond. Amb.	1/7	1/7	1/5	1	1/2	1/7	1/5	1/5	1/7	1/2	1,00	1,00	1/5	1	1	1/7	1/7	1/8
Estabilidad	1/7	1/7	1/5	1	1/2	1/7	1/5	1/5	1/7	1/2	1,00	1,00	1/5	1	1	1/7	1/7	1/8
Lejanía	1/3	1/3	1	5	3	0,33	1	1	0,33	3	5	5	1,00	5	5	1/3	1/3	1/4
Lam. Agua	1/7	1/7	1/5	1	1/2	1/7	1/5	1/5	1/7	1/2	1	1	1/5	1,00	1	1/7	1/7	1/8
Cód.	1/7	1/7	1/5	1	1/2	1/7	1/5	1/5	1/7	1/2	1	1	1/5	1,00	1,00	1/7	1/7	1/8
Reutil.	2,00	2,00	3,00	7,00	6,00	2,00	3,00	3,00	2,00	6,00	7,00	7,00	3,00	7,00	7,00	1	1	1/2
Durac. Insta	2,00	2,00	3,00	7,00	6,00	2,00	3,00	3,00	2,00	6,00	7,00	7,00	3,00	7,00	7,00	1	1	1/2
Fac. const.	3,00	3,00	4,00	8,00	7,00	3,00	4,00	4,00	3,00	7,00	8,00	8,00	4,00	8,00	8,00	2	2	1
	0,74709	0,74709	1,53704	4,44444	3,08333	0,74709	1,53704	1,53704	0,74709	3,07407	4,38889	4,38889	1,53704	4,38889	4,38889	0,46561	0,46561	0,29134

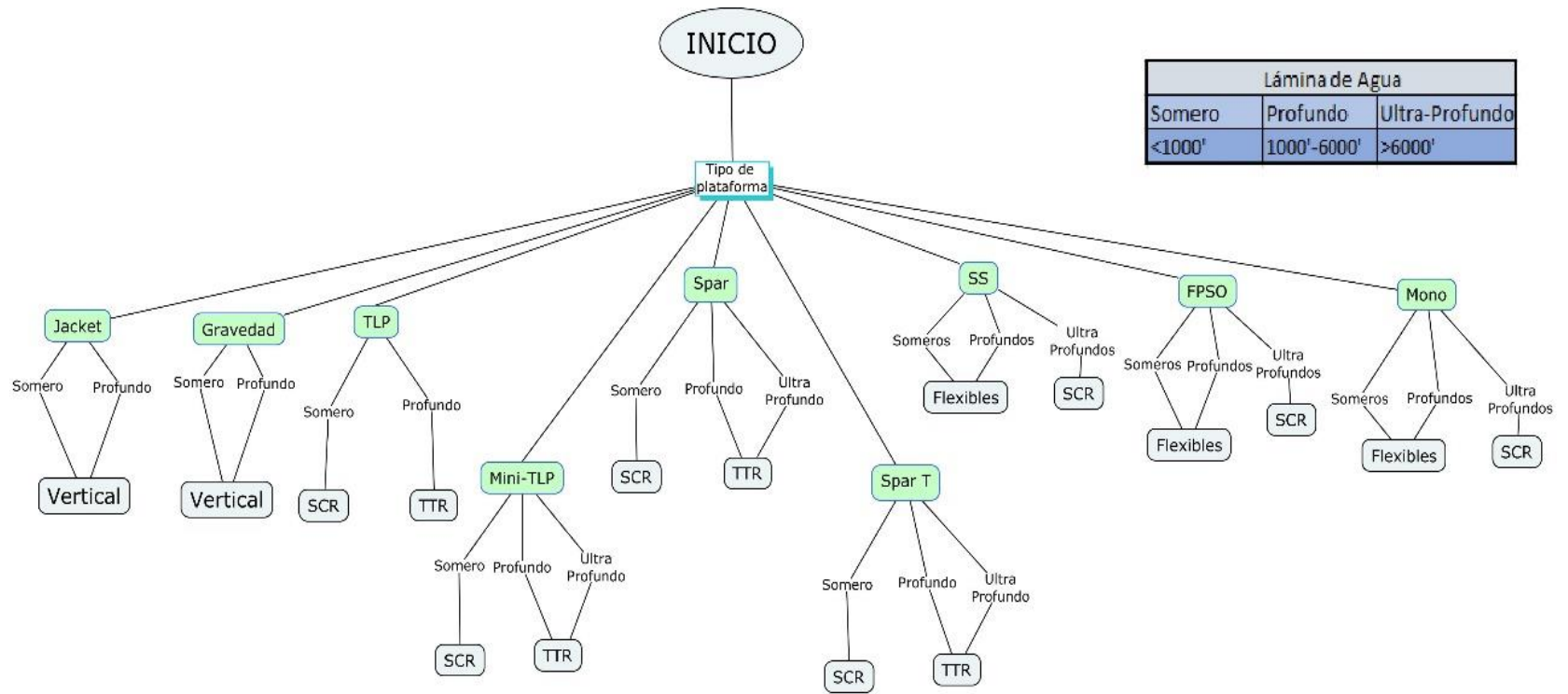
## ANEXO D. Jerarquización de los parámetros mediante el Análisis prospectivo.



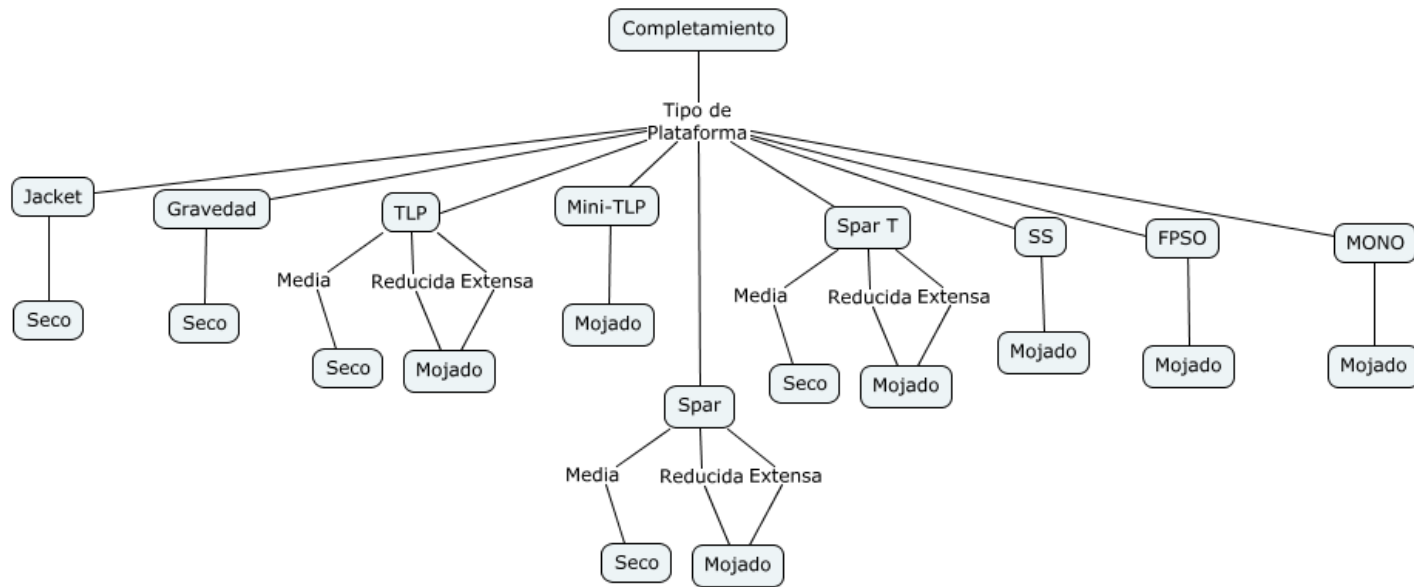
### ANEXO E. Matriz evaluación.

Matriz Evaluación									
VARIABLES	SISTEMA DE PRODUCCIÓN MARÍTIMA								
	JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPAR TRUSS	TLP	Mini TLP	SEMI	FPSO	MONOCOLUM
A									
Conec.									
Q									
Tipo Fluido									
Reserv.									
Deep									
Sist. Recol.									
W fac.									
# pozos									
Frec. Perfo									
Cond. Amb.									
Estabilidad									
Lejanía									
Lam. Agua									
Cód.									
Reutil.									
Durac. Insta									
Fac. const.									

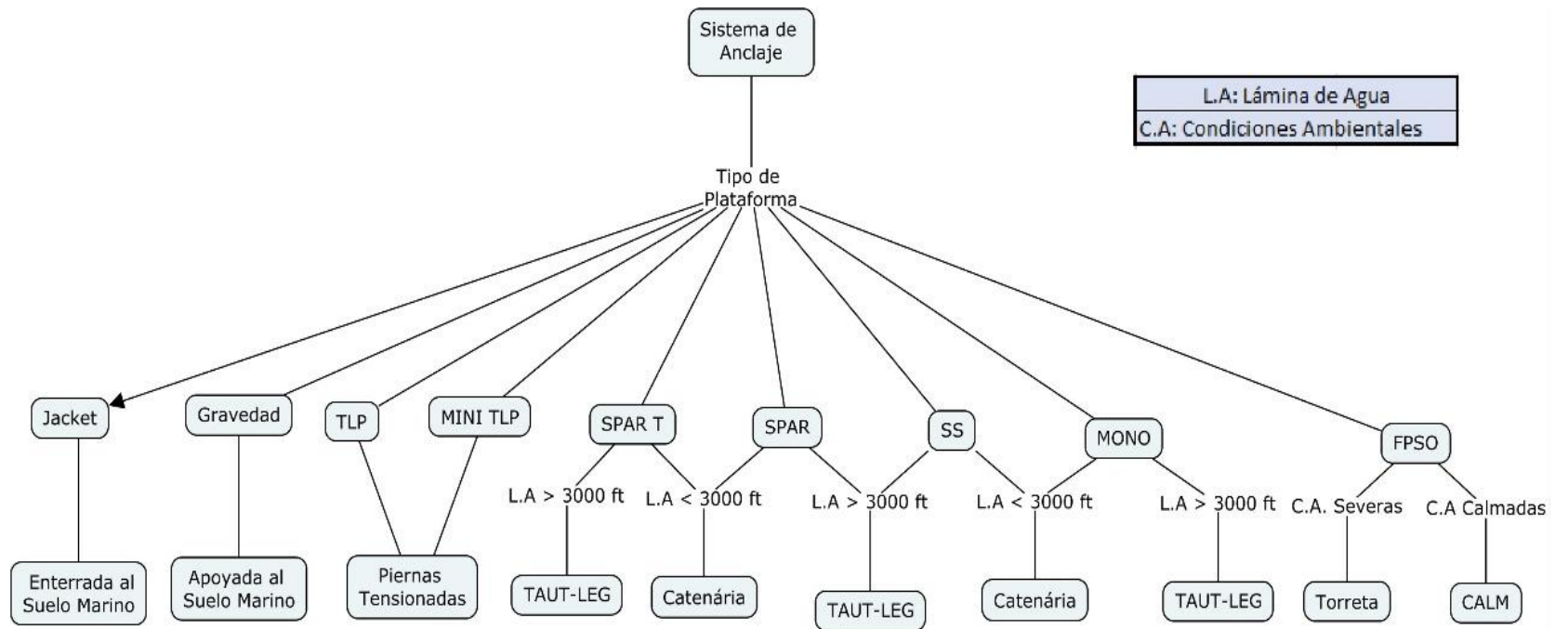
## ANEXO F. Metodología de selección para elegir el tipo de riser.



## ANEXO G. Metodología de selección para elegir el tipo de completamiento.



## ANEXO H. Metodología de selección para elegir el sistema de anclaje.



## ANEXO I. Interfaz del usuario programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0

Selección de Plataformas: MC Offshore

### Condiciones Ambientales y del Sitio

Estabilidad

Periodo de Oleaje [Segundos] [100y]

Tipo de Suelo

Condiciones ambientales

Lejania y Aislamiento  ?

Lámina de Agua [ft]

### Características del Yacimiento y los fluidos

Area del Yacimiento

Conectividad

Capacidad de Producción [MBBL/día]

Tipo de Fluido

Reservas [MMBBL]

Profundidad del Yacimiento [ft]

### Requerimientos Funcionales

Presencia de Infraestructura de Recolección  ?

Peso de Facilidades de Superficie  ?

Número de Pozos

Frecuencia de Perforación y WO

### Restricciones

Restricción de Plataformas  ?

### Características del Sistema de Producción

Este tipo de variables (Reutilización, duración promedio de instalación y facilidad de construcción) son tenidos en cuenta de forma automática en la evaluación de parámetros.

Guardar Como:  ...

Demo    Borrar datos    Iniciar

Versión 1.0 | Maira Ríos y Jose Cotes

## ANEXO J. Diligenciamiento de datos. Programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0

Selección de Plataformas: MC Offshore

**Condiciones Ambientales y del Sitio**

Estabilidad

Periodo de Oleaje [Segundos] [100y]

Tipo de Suelo

Condiciones ambientales

Lejanía y Aislamiento

Lámina de Agua [ft]

**Requerimientos Funcionales**

Presencia de Infraestructura de Recolección

Peso de Facilidades de Superficie

Número de Pozos

Frecuencia de Perforación y WO

**Características del Yacimiento y los fluidos**

Area del Yacimiento

Conectividad

Capacidad de Producción [MBBL/día]

Tipo de Fluido

**Restricción de Plataformas**

**Características del Sistema de Producción**

Este tipo de variables (Reutilización, duración promedio de instalación y facilidad de construcción) son tenidos en cuenta de forma automática en la evaluación de parámetros.

Guardar Como:

Demmo Borrarr datos Iniciar

Versión 1.0 | Maira Ríos y Jose Cotes

**Ayuda**  
Seleccionar ducto si ya se tiene infraestructura instalada, o si se considera viable su implementación.  
Seleccionar NO en el caso de que el campo no se presenten condiciones viables para implementar ductos o instalar navios de almacenamiento (FSO).

## ANEXO K. Exportación del archivo. Programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0

The screenshot displays the 'Selección de Plataformas: MC Offshore' application window. The interface is divided into several sections for configuring offshore platform parameters:

- Condiciones Ambientales y del Sitio:** Includes 'Estabilidad' with a 'Periodo de Oleaje [Segundos] [100y]' set to 16 and 'Tipo de Suelo' set to 'Arena'. Below this, 'Condiciones ambientales' is set to 'Moderadas', 'Lejanía y Aislamiento' is 'Me...', and 'Lámina de Agua [ft]' is '77'.
- Características del Yacimiento y los fluidos:** Includes 'Area del Yacimiento' (Pequeña), 'Conectividad' (Buena), 'Capacidad de Producción [MBBL/día]' (60), 'Tipo de Fluido' (Aceite Negro), 'Reservas [MMBBL]' (345), and another 'Reservas [MMBBL]' field (6825).
- Requerimientos Funcionales:** Includes 'Presencia de Infraestructura de Recolección' (Nin...), 'Peso de Facilidades de Superficie' (Moderado), 'Número de Pozos' (13), and 'Frecuencia de Perforación y WO' (Baja).
- Características del Sistema de Producción:** A text box explaining that variables like reuse, installation duration, and construction ease are automatically considered in the evaluation.

A central dialog box titled 'Exportación completa' is overlaid on the interface, displaying an information icon and the message: 'La exportación del archivo se hizo correctamente'. An 'Aceptar' button is located at the bottom right of the dialog.

At the bottom of the application window, the 'Guardar Como:' field shows the path 'C:\Users\josec\Desktop\Resultados.xlsx'. To the right are buttons for 'Demo', 'Borrar datos', and 'Iniciar'. The footer text reads 'Versión 1.0 | Maira Ríos y Jose Cotes'.

**ANEXO L. Diligenciamiento de Peso de Facilidades. Programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0**

Selección del Peso de Facilidades

Mecanismos de Recobro

- Primario
- Secundario
- Terciario

Porcentaje de Sólidos

Bajo  Alto

Tipo de Gas

Dulce  Ácido

Cantidad de Agua Producida

Baja  Media  Alta

Tratamiento de Flúidos (Parafinas, Asfaltenos, Crudos Viscosos)

Bajo  Medio  Alto

Aceptar

**ANEXO M. Matriz de Evaluación desarrollada por el programa de selección M.C. OFF-SHORE. Versión 1.0**

Matriz Evaluación										
Parámetros	Sistema de Producción Marítima									
	Peso	JACKET	GRAVEDAD	SPAR	SPARTRUSS	TLP	MINI TLP	SEMI	FPSO	MONOCOL
A	2,14	3	3	-	-	3	4	4	4	4
Conec	1,18	4	4	-	-	4	4	3	1	1
Q	5,02	4	4	-	-	4	4	4	4	4
Tipo fluido	2,14	3	3	-	-	3	3	3	4	4
Reserv	5,02	2	2	-	-	3	1	4	4	3
Deep	11,73	3	3	-	-	4	3	4	4	4
Sist. Reco	5,02	0	4	-	-	0	0	1	4	4
W fac.	5,02	3	3	-	-	1	0	3	3	2
# pozos	2,14	4	4	-	-	2	2	1	3	4
Frec. Perfo.	5,02	3	3	-	-	2	4	4	4	4
Cond. Amb.	11,73	3	3	-	-	4	3	3	2	2
Per. Oleaje	11,73	0	0	-	-	4	4	4	3	3
Tipo suelo	11,73	3	2	-	-	0	0	0	0	0
Lejanía	5,02	2	2	-	-	4	2	3	3	3
Lam. Agua	11,73	3	4	-	-	4	4	2	3	3
Reutil.	1,18	1	1	-	-	1	1	2	3	3
Durac. Insta.	1,18	2	1	-	-	2	3	1	3	3
Fac. Contr.	1,18	2	1	-	-	2	3	3	3	3

**ANEXO N. Resultado final de los sistemas seleccionados por el programa de selección M.C. OFF-SHORE.  
Versión 1.0**

Plataformas Escogidas según la ponderación			
	FPSO	TensionLegs	MonoColumn
Riser	Risers Flexibles	Rígido en Catenaria	Risers Flexibles
Completamiento	Mojado	Mojado	Mojado
Anclaje	CALM	Piernas Tensionadas	Anclaje en Catenaria

**ANEXO O. Resultado final de los sistemas seleccionados por el programa de selección M.C. OFF-SHORE.  
Versión 1.0**

Sistema de Producción Marítima									
	JacketPlatform	Gravedad	SPAR	SPARTRUSS	TensionLegs	MiniTLP	SemiSubm	FPSO	MonoColumn
Puntuación Total	2,964607911	3,127836453	-	-	3,295338582	3,064925672	3,194194761	3,406476425	3,327503503
Porcentajes	74,11519778	78,19591132	-	-	82,38346455	76,62314179	79,85486902	85,16191064	83,18758757
Eficiencia	0,870285756	0,918202877	-	-	0,967374545	0,899734884	0,93768292	1	0,97681683