

Análisis de alternativas para la selección de plataformas de producción offshore. Aplicación en el Caribe Colombiano

Analysis of Alternatives for the Selection of Offshore Production Platforms. Application in the Colombian Caribbean

Oscar Daniel Santos G.¹, Juan Diego Barraza G.^{1*}, Emiliano Ariza L.¹, Jairo Humberto Cabrera T.²

¹ Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

²Universidad Tecnológica de Bolívar.

*E-mail: juanb-0897@hotmail.com

Recibido: 29 de octubre, 2020. Aprobado: 6 diciembre, 2021.

Resumen

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

Se sugiere la aplicación de un escenario para el desarrollo del campo Orca, teniendo en cuenta necesidades de infraestructura, sistemas de producción y facilidades, además se analizan las variables influenciadas por las condiciones metaoceánicas de la zona; para lograr así analizar las variables que pueden llegar a influir en la selección de una plataforma de producción, específicamente en el mar caribe colombiano, donde en los últimos años se han realizado exploraciones con descubrimientos en gas.

Palabras clave: Plataformas; Costa afuera; Producción de hidrocarburos; Condiciones metaoceánicas; Aguas profundas.

Abstract

The development of this article consists of the application of an analysis sequence which consists of four criteria that can be considered when developing an offshore oil field. First, a detailed study is made of the different types of

platforms that can be used for the hydrocarbon production in deep and ultra-deep waters. Then, the selection criteria for each type of platform are developed depending on factors such as the characteristics of the reservoir, the technical requirements, and the meta-oceanic conditions of the site. Subsequently, it seeks to identify the basic facilities that the offshore facilities must-have, and a series of scenarios are proposed for the production of the fields taking as a reference the experiences of the Liwan field -1 located in deep waters of the South China Sea.

The application of a scenario for the development of the Orca field is suggested, considering the needs of infrastructure, production systems, and facilities. In addition, the variables influenced by the meta-oceanic conditions of the area are analyzed. Thus, it analyzes all the variables that can drive the selection of a production platform in the northernmost seas of the country, specifically in the waters of the Colombian Caribbean Sea.

Keywords: Platforms; offshore; Hydrocarbon production; Metaoceanic conditions; Deep waters.

1. Introducción

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

El abastecimiento energético mediante combustibles fósiles en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2019) se ha limitado debido a la disminución de las reservas de gas y petróleo aceite, las cuales se han proyectado cubrirán la demanda energética del país para los próximos 10 y 6 años respectivamente. Con el fin de mitigar esta situación y encontrar nuevas reservas, la industria petrolera en Colombia se ha visto en la necesidad de enfocar la exploración en otras áreas, siendo una de ellas en offshore.

Solo en los últimos años se han explorado varias áreas en alta mar en la cuenca del Caribe colombiano, siendo uno de ellos la perforación del pozo Orca-1, ubicado en aguas profundas (alrededor de 675 m) y 40 km (25 millas) de la costa de La Guajira, en la parte oriental del bloque Tayrona. Otros contratos de de exploración se ubican en el Fuerte Norte (Bloques Calasú-Iwell) y Fuerte Sur (pozo Kronos-1), Gorgón-1 y Purple Angel-1 donde se demostró la presencia de hidrocarburos (Tabla 1). (Devis et al., 2017).

Tabla 1. Principales desarrollos petrolíferos en la cuenca caribe.

Pozo	Compañía*	Lámina de agua (m)	Formación (m)	Bloque	Año	Espesor Arena gasífera(m)
Orca-1	PB,ECP,RPL	650	4240	Tayrona	2014	No data
Purple Angel-1	ADKO,ECP	1835	2960	Purple Angel	2017	26,6
Gorgon-1	ADKO,ECP	2316	2259	Purple Angel	2017	48
Kronos-1	ADKO,ECP	1584	2136	Fuerte Sur	2015	78,7

Nota: *PB: Petrobras, ECP: Ecopetrol, ADKO: Anadarko, RPL: Repsol. Modificado de Ortiz Pinilla, A.D. & Mora Matallana, A.F. (2019)

Cuenca de la Guajira offshore

En la Cuenca de la Guajira Offshore, según Barrero, et al., (2007) las rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a la extensión de la Formación Castilletes y una posible Formación Cretácica en la parte más profunda de la Cuenca. La migración de hidrocarburos está condicionada por la configuración estructural que enfoca las vías de migración desde una fuente temprana termogénica en el offshore profundo hacia los yacimientos de Chuchupa, Ballena y Riohacha. Se pueden establecer dos tipos de reservorios para el área, el primero asociado a acumulaciones de carbonatos observado en los Campos Ballena y Riohacha, y un segundo tipo de carácter siliciclástico conformado por areniscas basales Paleógenas (yacimiento de gas en el Campo Chuchupa) y abanicos submarinos los cuales se extienden hacia el offshore profundo.

Sistemas de producción costa afuera

Una estructura offshore o estructura costa afuera, no tiene acceso físico a tierra firme y se le exige que permanezca

en posición bajo todas las condiciones climáticas presentes en la zona. Las estructuras en alta mar pueden estar fijadas al fondo marino o pueden estar flotando. Dichas estructuras flotantes pueden estar amarradas al lecho marino, posicionadas dinámicamente por los propulsores o también permanecer suspendidas sobre el mar (Chakrabarti, S. K. 2005).

Se consideran aguas someras a aquellas donde el tirante o lámina de agua se encuentra entre 0 y 500 metros; las aguas profundas tienen tirantes de agua desde 500 hasta 1500 metros; y las aguas ultra profundas, son aquellas que tienen tirantes de agua mayores a 1500 metros (figura 1) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018).

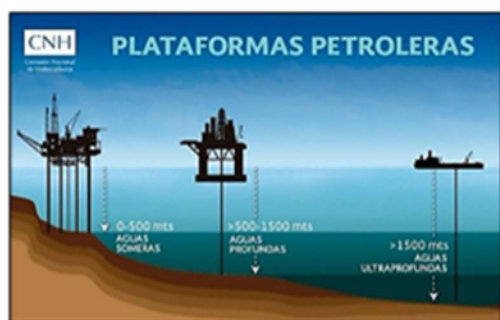


Figura 1. Clasificación del agua marina según su profundidad. Fuente: CNH México (2018).

Las estructuras con chaqueta de acero soportadas en fondo y las plataformas de concreto no son prácticas en aguas profundas desde el punto de vista técnico y económico, dando paso a estructuras flotantes con amarre al fondo del mar; en la figura 2 se muestran los diferentes tipos de sistemas de producción offshore.

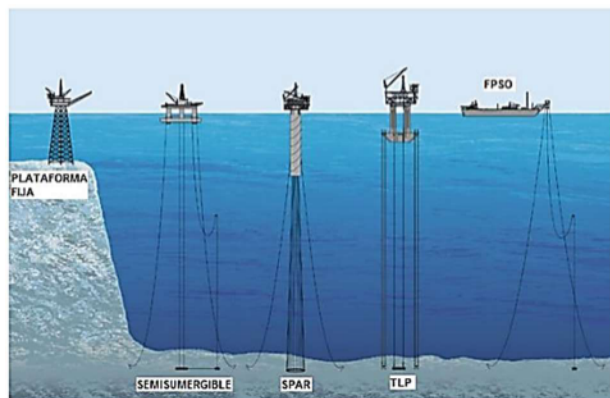


Figura 2. Sistemas de producción offshore Fuente: Rodríguez Ramírez, M. A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas. (2009).

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

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

La aplicación de los sistemas flotantes de producción varía desde aguas superficiales hasta las ultraprofundas, tal como la plataforma Perdido que posee una lámina de agua mayor a los 2000 metros; en la Tabla 2 se presentan las ventajas y desventajas de los sistemas flotantes de producción.

Sistemas marinos de producción

Un sistema marino de producción es el conjunto de conexiones, tuberías y equipos submarinos que tiene como objetivo llevar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie; ya sea a embarcaciones de procesamiento, a plataformas fijas o semi sumergibles, o a tierra (figura 3) (Guevara Granados, J. F. 2018).

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes

Sistema Flotante	Ventajas	Desventajas
TLP	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos movimientos en el plano vertical • Permite el uso de equipos de perforación y acceso a pozos • Utiliza árboles superficiales • Uso de risers verticales de acero 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones de uso en aguas ultra profundas debido al peso y colapso hidrostático de un sistema de tendones • Sensible a cambios de carga sobre la cubierta • No permite el almacenamiento de aceite
Semi sumergible	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua • Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta • Cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio • Permite el uso de equipos de perforación y acceso a pozos • Mínimos cambios con el aumento en el tirante de agua 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos movimientos • Uso de árboles submarinos • Los sistemas submarinos son un factor crítico
SPAR	<ul style="list-style-type: none"> • Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico • Alta estabilidad • Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas • Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua • Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta 	<ul style="list-style-type: none"> • Movimientos medios • Sistemas de risers complejo • Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación
FPSO	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el almacenamiento de aceite 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos movimientos • Uso de risers flexibles con limitaciones en diámetro para aguas ultra profundas • Sistemas submarinos son un factor crítico



Figura 3. Sistemas marinos de producción
Fuente: PerfoBlogger-DrillingBolg

Factores que afectan la selección de sistemas flotantes

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

Los parámetros que influyen en el desarrollo de un nuevo campo son las características del yacimiento, requerimientos o requisitos para la perforación, producción y transporte del petróleo y gas, las condiciones ambientales presentes en el sitio, así como las normas y reglamentos de diseño (Rodríguez Ramírez, M. A. 2009).

En la Figura 4 se presentan los principales criterios para la selección y el diseño de los sistemas flotantes.

La caracterización del prospecto a explotar es el primer y más importante criterio al momento del desarrollo del campo, con base en sus características se determinan los requerimientos funcionales. Típicamente las siguientes condiciones son establecidas (Chakrabarti, S. K. 2005):

1. El alcance del programa de perforación es definido con base en el número de pozos de producción y de inyección. Las plataformas TLP y SPAR son las únicas que pueden combinar simultáneamente la perforación/mantenimiento y la producción de hidrocarburos.

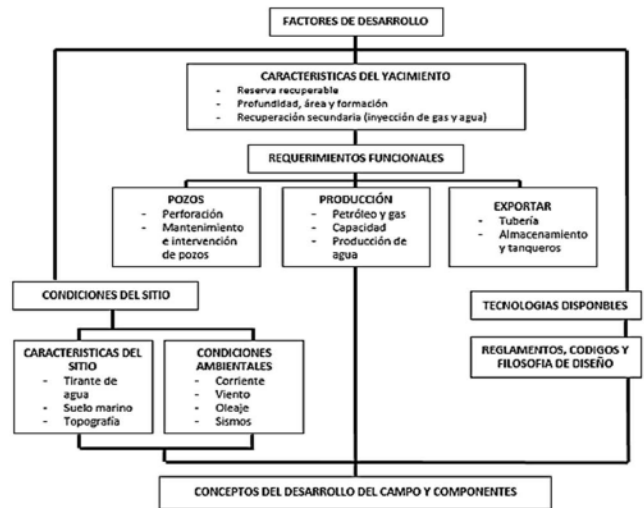


Figura 4. Factores para la selección y el diseño de los Sistemas Flotantes de Producción.

Fuente: Modificado de Chakrabarti (2005).

2. Los requerimientos de producción son definidos en términos de la capacidad del sistema para el procesamiento de los hidrocarburos, así como para la inyección de agua y gas para el recobro secundario.

El sistema flotante que tiene la mayor capacidad de procesamiento es FPSO, seguido de TLP y semi sumergibles (SS)

3. Las características de la producción, tal como la presencia de hidratos y la formación de parafinas, afectan directamente los requerimientos de área disponible en la cubierta y la capacidad de carga de la plataforma, así como al sistema de exploración. Los FPSO y las plataformas semi sumergibles poseen grandes áreas en sus cubiertas y capacidad de carga, y pueden ser ampliadas sin afectar considerablemente el diseño de su casco de flotación, risers y sistemas de anclaje; por el contrario, los tendones de las TLP deben ser re diseñados al modificarse las dimensiones y similarmente habrá que hacer en el sistema de risers en las SPAR (Chakrabarti, S. K. 2005).

Los requerimientos de intervención y mantenimiento de pozos, capacidades de carga y área de cubierta, generados para abastecer necesidades como lo pueden ser los procesos de recuperación secundaria, pueden ser factores críticos para la selección del sistema flotante.

La selección del sistema de transporte o exportación de hidrocarburos desde la unidad depende de varios factores

como: Tipo de hidrocarburo, aseguramiento de flujo, infraestructura cercana

Las unidades FPSO cuentan con dos factores importantes a su favor al momento de la selección como lo son el procesamiento y uso del gas producido y la facilidad para operar los buques tanqueros (Figura 5).



Figura 5. Sistema FPSO y buque tanquero.

Fuente: nauticexpo.es

Los Factores del medio ambiente que intervienen en el diseño de una estructura offshore para el manejo de hidrocarburos incluyen el oleaje, viento, corrientes marinas y mareas (ver Figura 6).

Para las aplicaciones en cuanto al uso de un sistema flotante u otro, las condiciones ambientales pueden influir en la selección de los componentes (cimentación, líneas de amarre, risers y casco de flotación). El conocimiento de las cargas generadas por las condiciones ambientales es un factor de gran relevancia para asegurar la estabilidad e integridad de estas estructuras (Rodríguez Ramírez, M. A. 2009).

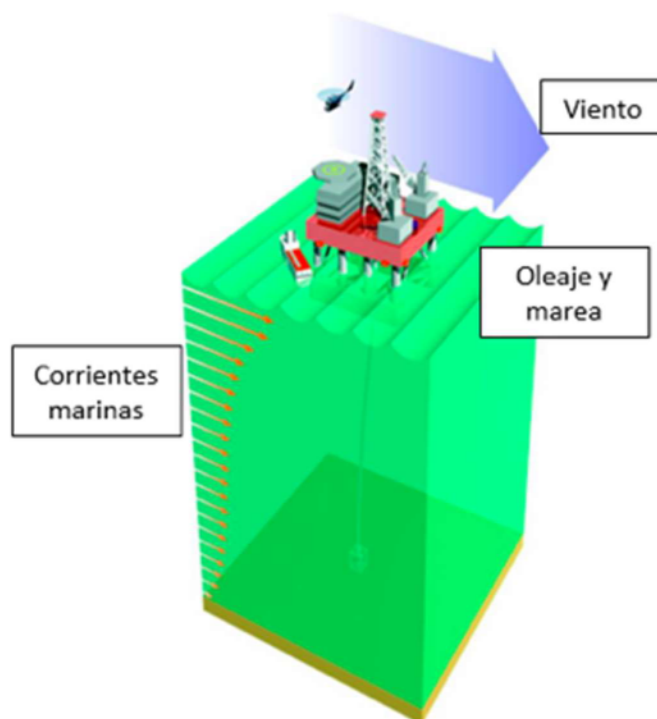


Figura 6. Cargas ambientales en una plataforma. Fuente: Modificada de www.mercator-ocean.fr

Condiciones metaoceánicas en el caribe colombiano

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

A estos procesos físicos, actuantes en el medio oceanográfico y climatológico, se denominan procesos metaoceánicos que se refiere a la combinación de los efectos meteorológicos y oceanográficos tales como: viento de superficie local, olas generadas por viento local, corriente de superficie debidas a tormentas locales.

Factores climáticos

En el clima de la Región Caribe Colombiana, influyen varios factores que determinan el régimen de lluvias, humedad y temperatura, tanto en la zona marítima como continental. Uno de los más importantes es la posición de la zona de convergencia intertropical (ZCIT), que se

ubica entre 2 y 11°N, determinando la estacionalidad en el Caribe colombiano.

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

Factores oceanográficos

El suelo submarino tiene dos fosas oceánicas: La fosa Caimán y la fosa de Puerto Rico, las cuales ponen el área en alto riesgo de terremotos. Los terremotos submarinos representan amenazas inminentes de ocurrencia de tsunamis (https://www.ecured.cu/Mar_Caribe) que podrían tener efectos devastadores en las islas cercanas a estas zonas (Figura 7).



Figura 7. Ubicación de las fosas oceánicas en el mar Caribe.

Fuente: https://www.ecured.cu/Mar_Caribe

Corrientes

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

En La Guajira, la contracorriente se sumerge para ser una corriente subsuperficial bajo el centro de surgencias, con

el núcleo de máxima velocidad a 200 m de profundidad; en la figura 8 se muestran las direcciones de las corrientes presentes en el mar Caribe.



Figura 8. Sistema general de corrientes superficiales

Fuente: Lozano et al 2010

Vientos

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

En la región Caribe los vientos presentan una distribución aproximadamente bimodal a través del año. En el extremo norte (Guajira), los vientos máximos se presentan en los meses de junio-julio-agosto. Un segundo periodo de vientos altos se observa en el primer trimestre del año. Los vientos más débiles ocurren en septiembre-octubre-noviembre. En la figura 9 se presenta el comportamiento de la velocidad del viento durante el año.

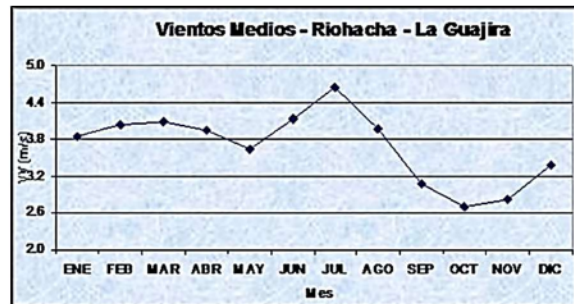


Figura 9. Velocidad del viento en La Guajira.

Fuente: IDEAM

Oleaje

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

En las Figuras 10 y 11 se presentan las alturas máximas de las olas y las alturas promedio de olas respectivamente en el puerto de monitoreo ubicado en Puerto Bolívar Guajira.

Ciclones tropicales en Colombia

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

Los análisis muestran una tendencia creciente en la frecuencia de ciclones tropicales que atraviesan la zona marítima colombiana y zonas aledañas, pasando de una frecuencia promedio de 1.7 en el periodo de 1851-1881 a una frecuencia promedio de 3.4 entre 1976-2005; en la Figura 12 se presentan los ciclones tropicales que han estado cerca del país, específicamente en el caribe.

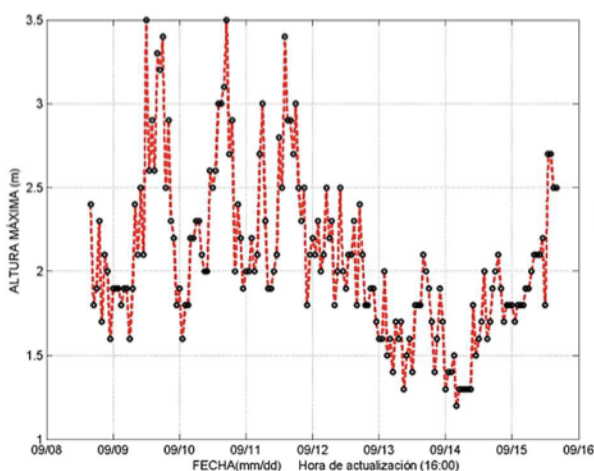


Figura 10. Altura Máxima del oleaje en Puerto Bolívar. Fuente: CIOH.org

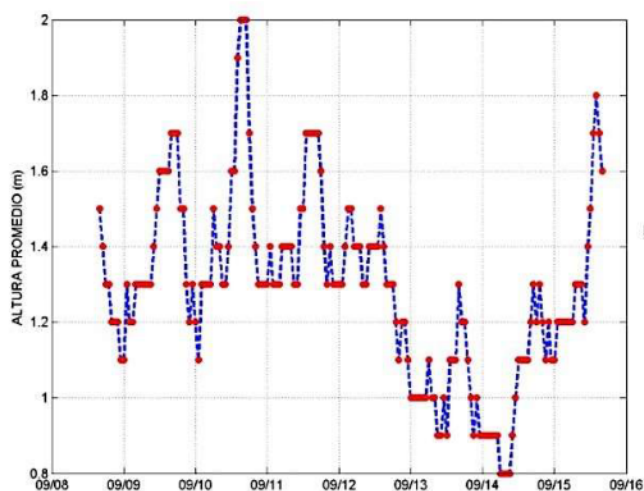


Figura 11. Altura promedio del oleaje en Puerto Bolívar. Fuente: CIOH.org



Figura 12. Ciclones tropicales que han pasado cerca de la zona insular del país. Fuente: IDEAM

Facilidades básicas para la producción de hidrocarburos en yacimientos ubicados en aguas profundas y ultraprofundas

Para seleccionar la mejor opción del sistema de producción desde los puntos de vista económico y técnico adecuado para un campo petrolero costa afuera dado, se deben plantear alternativas. Para esta selección, es necesario analizar la viabilidad económica de dichas alternativas junto con las capacidades operacionales del sistema, la tasa de producción de petróleo y gas y los costos asociados, entre otras características de los sistemas alternativos (Guevara Granados, J. F. 2018).

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

En la Tabla 3, se muestran varios escenarios de desarrollo basados en el Campo de Gas Liwan 3-1 ubicado en el Mar del Sur de China, primer desarrollo en aguas profundas en China, además, uno de los campos donde han aplicado tecnologías avanzadas (Feng, W., & Xie, B., et al., 2013).

En las Figuras 13 y 14 se muestran los escenarios A y C1 y B y C2 respectivamente.

Tabla 3. Escenarios para el desarrollo de un campo en aguas profundas y ultraprofundas

Esquema Principal	Escenarios – Arquitectura de desarrollo
Escenario A: Unidad Flotante de Producción (FPU) + Terminal en la costa	Escenario A1: Pozos Submarinos + Unidad Flotante de Producción (Plataforma Semi-sumergible -SEMI) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.
	Escenario A2: Pozos con cabeza seca o Pozos submarinos + Unidad Flotante de Producción (Plataforma de piernas tensionadas - TLP) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.
	Escenario A3: Pozos con cabeza seca o Pozos submarinos + Unidad Flotante de Producción (Plataforma SPAR) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.
Esquema Principal	Escenarios – Arquitectura de desarrollo
Escenario B: Unidad Flotante de Producción (FPU) + Plataforma Central de Procesamiento y Bombeo (BPC) + Terminal en la costa	Escenario B1: Pozos Submarinos + Unidad Flotante de Producción (Plataforma Semi-sumergible -SEMI) + Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo (BPC) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.
	Escenario B2: Pozos con cabeza seca o Pozos submarinos + Unidad Flotante de Producción (Plataforma de piernas tensionadas-TLP) + Plataforma Central de Procesamiento y Bombeo (BPC) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.
	Escenario B3: Pozos con cabeza seca o Pozos submarinos + Unidad Flotante de Producción (Plataforma SPAR) + Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo (BPC) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.
Escenario C: Conexión submarina + Terminal en la costa	Escenario C1: Pozos submarinos + Conexión o línea submarina + Terminal en la costa.
	Escenario C2: Pozos submarinos + Conexión submarina + Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo (BPC) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa.

Fuente: VARGAS, B. H., RADA, A. M., & CABARCAS, M. E. Transporte de gas en fase densa para el desarrollo de campos en aguas ultra-profundas del Caribe Colombiano, 2017. p. 10.

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

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

La Guajira, de ahí el análisis previo de las condiciones metaoceanicas que se presentan en esta región.

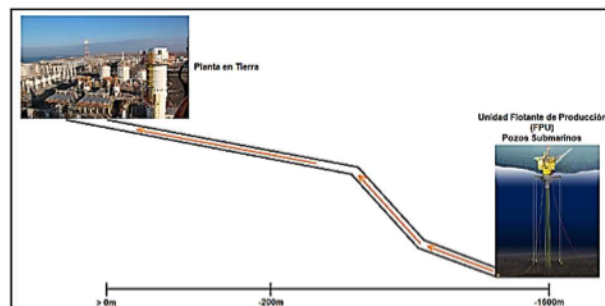


Figura 13. Escenario A y C1.

Fuente: identificación de facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costa afuera (offshore) ubicados en aguas profundas

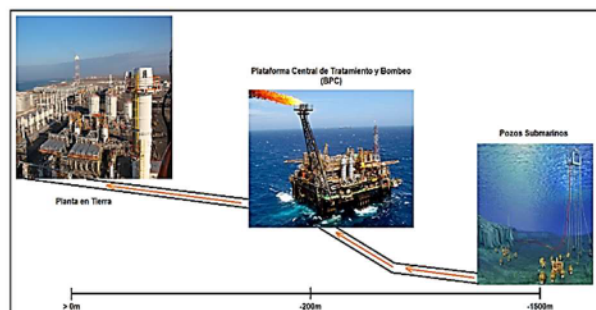


Figura 14. Escenario B y C2

Fuente: identificación de facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costa afuera (offshore) ubicados en aguas profundas

Pozo Orca-1

La empresa brasileña Petrobras dio a conocer en el año 2014 el descubrimiento de una acumulación de gas natural en el pozo exploratorio Orca-1 (Figura 15), en el bloque Tayrona, en aguas profundas del Caribe colombiano. El pozo Orca-1 fue el primer gran descubrimiento en aguas profundas ubicadas en el Caribe colombiano e históricamente el segundo en el mar Caribe del país, después de Chuchupa, que fue descubierto hace más de 40 años. Este hallazgo de gas se posesionó como

el más importante en Latinoamérica en dicho año. En la Tabla 4 se presenta información relevante de este pozo.

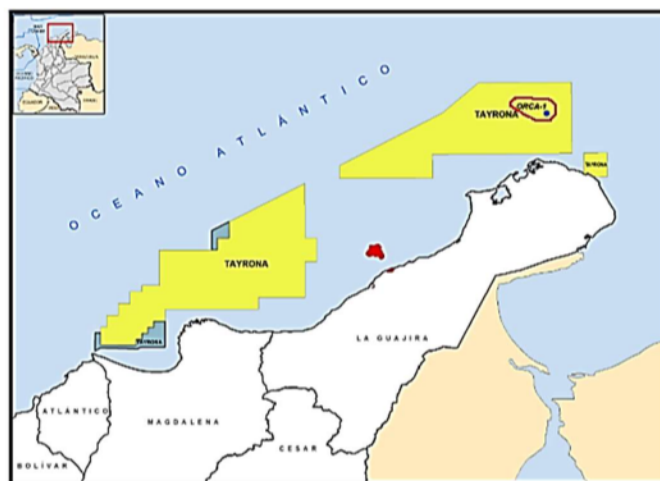


Figura 15. Ubicación del pozo Orca-1.

Fuente: ANH

Tabla 4. Información pozo Orca-1

Ubicación	40 km costa afuera
Columna de agua	674 m (2.211 pies)
Profundidad alcanzada	4.240 m (13.910 pies)
Fecha de inicio perforación	4-jul-2014
Fecha de finalización perforación (TD)	24-sep-14
Fecha presentación AD	22-ene-15
Reportes completamientos	11-oct-14 & 10-dic-14

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Prospectiva de Gas Natural del País “El reto de la Potencialidad a las Reservas” (2017).

Escenario propuesto en Orca-1 para la producción de Gas

En este trabajo, para el desarrollo del pozo Orca-1 se plantea aplicar el Escenario C2 (Figura 16): Pozos submarinos + Conexión submarina (16 km) + Plataforma central de tratamiento y Bombeo (BPC) + Gasoducto submarino de 176 km + terminal en la costa). Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La BPC sería una plataforma fija, estaría ubicada en aguas someras, aproximadamente con un tirante de agua de 200 m.

2. La BPC divide el desarrollo de Orca en dos secciones: una en aguas profundas y otra en aguas poco profundas con fin de acelerar el proceso de desarrollo.
3. La BPC hace posible el desarrollo regional de pozos o campos potenciales alrededor de Orca-1.

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

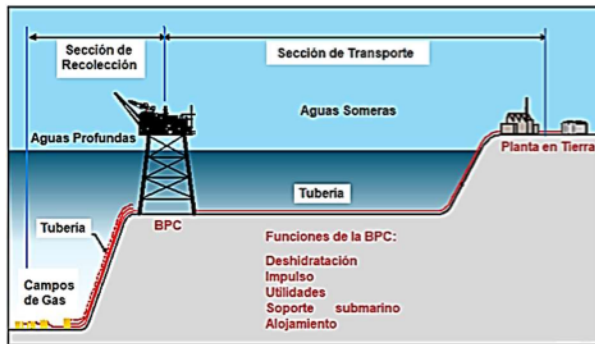


Figura 16. Escenario propuesto para el desarrollo de Orca-1

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

La planta en tierra sugerida es la misma que actualmente procesa el gas del campo Chuchupa ubicada en Riohacha, por contar con la infraestructura adecuada y que está estratégicamente asociada para facilitar el comercio y punto de partida para el transporte del gas, además, por estar ubicada cerca del pozo Orca-1 y sus potenciales descubrimientos gasíferos aledaños.

Conclusiones

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

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

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

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

Referencias

- Cadena, M. Caracterización océano-atmosférica de las áreas marinas de Colombia. (2019). Recuperado de: IDEAM
- Chakrabarti, S. K. (2005). Handbook of Offshore Engineering. Plainfield, Illinois, USA: Elsevier.
- Devis et al. (2017). Assessment of extreme wind and waves in the Colombian Caribbea Sea for offshore applications. Medellín, Colombia: Elsevier.
- Distribución espacio-temporal de vientos en superficie. (2018). Recuperado de: IDEAM
- Feng et al. (2013). Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China

Sea. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-24055-MS> Fields in the South China Sea. Revista Journal of Marine Science and Application, 13, 67-75.

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

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

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

Mayorga, K. A. & Rojas, H. (2018). Metodología para la Selección de Equipos de Perforación Offshore en Bloques frente a las Costas de los Departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena en el Caribe Colombiano. (Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander). Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

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

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

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

Zhang et al. (2013). Floating Production Platforms and their Applications in the Development of Oil and Gas