

IDENTIFICACIÓN DE FACILIDADES BÁSICAS DE SUPERFICIE PARA LA
PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFUERA (OFFSHORE)
UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS

JUAN FRANCISCO GUEVARA GRANADOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018

IDENTIFICACIÓN DE FACILIDADES BÁSICAS DE SUPERFICIE PARA LA
PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFUERA (OFFSHORE)
UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS

JUAN FRANCISCO GUEVARA GRANADOS

Trabajo de Grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Magíster en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo de grado expresa primeramente sus agradecimientos a Dios, por regalarme la sabiduría y el conocimiento para lograr este nuevo logro en mi vida profesional y estar a mi lado en todos los momentos.

A mi madre Nellys Granados, por su amor incondicional, apoyarme en este nuevo camino y brindarme los recursos para alcanzar esta meta.

A mi novia Danela Ramos, por su amor y motivación para que lograra este nuevo logro planteado.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por la formación y los conocimientos brindados para hacer de mí una mejor persona y un excelente profesional.

A los ingenieros Manuel Cabarcas y Julio César Pérez, por el tiempo brindado en sus asesorías y conocimientos que fueron base para el desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE GAS OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS.....	18
1.1 ZONAS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL.....	19
1.2 PRODUCCIÓN MUNDIAL ACTUAL DE GAS OFFSHORE	20
1.2.1 Escenario de nuevas políticas.	21
1.2.2 Escenario de desarrollo sostenible.....	22
1.3 INSTALACIONES PARA PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFUERA UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	23
1.3.1 Plataformas con piernas tensionadas (TLP).....	24
1.3.2 Plataformas con piernas mini-tensionadas (Mini-TLP).....	25
1.3.3 Plataforma tipo SPAR.	27
1.3.4 Sistemas de producción flotante, almacenamiento y descarga (FPSO).....	28
1.3.5 Plataforma semi-sumergible.	29
1.3.6 Sistemas submarinos (SS).....	31
1.4 REQUISITOS PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COSTA AFUERA.....	32
1.4.1 Requisitos de cargas ambientales oceánicas..	32
1.4.2 Requisitos de producción segura y confiable.....	32
1.4.3 Protección del ambiente marino.....	32
1.4.4 Requisito de invertir eficientemente en equipos.....	33
1.4.5 Capacidad de auto-sustentabilidad.....	33
1.4.6 Fuente de suministro de energía independiente.....	33
1.4.7 Confiabilidad del sistema de comunicación.	34
2. VARIABLES QUE IMPACTAN LA PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFURA.....	35
2.1 IMPACTOS RELACIONADOS CON EL AGUA DE PRODUCCIÓN	36

2.1.1	Contaminantes presentes en el agua de producción en campos de gas offshore.....	37
2.2	IMPACTOS RELACIONADOS CON LA CALIDAD DEL AIRE	39
2.3	IMPACTOS RELACIONADOS CON LA CORROSIÓN	40
2.4	IMPACTOS RELACIONADOS CON LA FORMACIÓN DE HIDRATOS....	43
2.5	QUÍMICOS UTILIZADOS EN LA PRODUCCIÓN COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS.....	44
2.5.1	Inhibidores de Corrosión	45
2.5.2	Inhibidores de Parafinas.. ..	46
2.5.3	Inhibición de Hidratos.. ..	46
3.	ESTRATEGIA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FACILIDADES BÁSICAS DE SUPERFICIE EN YACIMIENTOS DE GAS COSTA AFUERA UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS	47
3.1	ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN AGUAS PROFUNDAS.....	48
3.1.1	Escenario A.....	48
3.1.1.1	Escenario A1.....	48
3.1.1.2	Escenario A2.....	48
3.1.1.3	Escenario A3.....	49
3.1.2	Escenario B.....	49
3.1.2.1	Escenario B1.....	49
3.1.2.2	Escenario B2.....	50
3.1.2.3	Escenario B3.....	50
3.1.3	Escenario C	50
3.1.3.1	Escenario C1	50
3.1.3.2	Escenario C2	51
3.1.4	Plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC).....	52
3.2	ESCENARIOS PARA EL TRANSPORTE SUBMARINO DE GAS EN CAMPOS COSTA AFUERA UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS HACIA UNA PLATAFORMA EN SUPERFICIE O UNA TERMINAL EN TIERRA	53
3.2.1	Opciones de transporte caída de presión	54
3.2.2	Manejo del condensado submarino.	58
3.2.3	Manejo del agua submarina.....	58
3.2.4	Filosofía de gestión de hidratos	59
3.2.5	Descripción de escenarios de transporte.....	61

3.2.6	Criterios para la selección de escenarios.....	65
3.3	FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA EL MANEJO DE FLUIDOS EN INSTALACIONES COSTA AFUERA UBICADAS EN AGUAS PROFUNDAS.....	66
3.3.1	Golfo de México (GoM)	66
3.3.2	Mar del Norte	68
3.4	RELACIÓN DE GAS Y PETRÓLEO EN CAMPOS COSTA AFUERA	71
3.5	SISTEMAS DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	71
3.6	PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL EN CAMPOS OFFSHORE	78
3.7	COMPRESIÓN	79
3.8	PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO (HCDP) – RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)	80
4.	ESCENARIOS DE APLICACIÓN PROPUESTOS DE LA ESTRATEGIA PLANTEADA PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN EL POZO ORCA-1 UBICADO EN AGUAS PROFUNDAS DEL CARIBE COLOMBIANO	81
4.1	ACTUALIDAD DEL OFFSHORE COLOMBIANO	81
4.2	POZO ORCA-1	83
4.2.1	Información del Pozo Orca-1.	85
4.3	ESCENARIOS PARA LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE SELECCIONADOS PARA EL POZO ORCA-1.	86
4.3.1	Primer escenario sugerido	88
4.3.2	Segundo escenario sugerido	89
5.	CONCLUSIONES.....	91
	BIBLIOGRAFÍA.....	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición del agua de producción en campos de gas	38
Tabla 2. Resumen de Escenarios de Transporte.....	56
Tabla 3. Características típicas de las plataformas petroleras del GoM	68
Tabla 4. Características Típicas de las Plataformas el Mar del Norte.....	70
Tabla 5. Descubrimientos de gas mar adentro en el Caribe colombiano.....	82
Tabla 6. Datos del pozo Orca-1	85
Tabla 7. Escenarios para el desarrollo del pozo Orca-1	86

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Exploración y producción mundial de hidrocarburos en aguas profundas.....	19
Figura 2. Producción global de petróleo y gas natural costa afuera por profundidad de agua	20
Figura 3. Producción mundial costa afuera de gas natural por región en el escenario de nuevas políticas.....	21
Figura 4. Producción mundial costa afuera de gas natural en el escenario de desarrollo sostenible	22
Figura 5. Instalaciones para la producción de petróleo y gas en yacimientos costa afuera	23
Figura 6. Componentes principales de una TLP	25
Figura 7. Plataforma Sea-Star	26
Figura 8. Plataforma Moses	26
Figura 9. Instalaciones para la producción de petróleo y gas en yacimientos costa afuera ubicados en aguas profundas y ultra profundas.....	27
Figura 10. Tipos de plataformas SPAR (de izquierda a derecha: Classic, Truss y Cell).....	28
Figura 11. Esquema de funcionamiento de un FPSO anclado al fondo marino en un campo petrolero	29
Figura 12. Componentes principales de una plataforma semi-sumergible	30
Figura 13. Plataforma semi-sumergible	30
Figura 14. Arquitectura de producción submarina	31
Figura 15. Clasificación de inhibidores de corrosión.....	42
Figura 16. Escenarios A y C1	51
Figura 17. Escenarios B y C2	52
Figura 18. Plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC).....	53
Figura 19. Curva de presión típica de entrada a la tubería vs velocidad de flujo para una tubería multifásica.....	54

Figura 20. Esquema de desarrollo de campo simplificado. Los tres centros múltiples se muestran como uno para ilustrar que hay dos secciones con respecto a la filosofía de gestión de hidratos: aguas arriba y aguas abajo del centro de producción submarino.....	59
Figura 21. Esquema del Escenario 2.....	61
Figura 22. Esquema del Escenario 4A.....	62
Figura 23. Diagrama de bloques del sistema de proceso necesario para el Escenario 4A.....	62
Figura 24. Esquema del Escenario 4B.....	63
Figura 25. Diagrama de bloques necesario para el Escenario 4B.....	64
Figura 26. Plataforma petrolera típica del GoM ubicada en aguas profundas ..	67
Figura 27. Plataforma Petrolera Típica del Mar del Norte.....	69
Figura 28. Consideraciones a tener en cuenta en la selección de los sistemas de tratamiento de agua en operaciones offshore.....	73
Figura 29. Sistema de tratamiento de agua convencional del Mar del Norte	74
Figura 30. Separador trifásico típico del Mar del Norte equipado con un hidrociclón.....	74
Figura 31. Sistema de tratamiento de agua convencional del Golfo de México	75
Figura 32. Separador bifásico utilizado en el Golfo de México típico de aguas profundas. El aceite y el agua se descargan a través de una boquilla y una línea de flujo común. Ambos fluidos se cortan debido a la válvula de control de nivel	76
Figura 33. Diagrama de un sistema C-Tour.....	77
Figura 34. Diagrama de una unidad MPPE	78
Figura 35. Proceso de deshidratación del gas natural con trietilenglicol en campos de gas costa afuera.....	79
Figura 36. Pozos explorados en Colombia en regiones costa afuera, perforados entre los años 2014-2017	82
Figura 37. Ubicación del pozo Orca-1 en el bloque Tayrona	83
Figura 38. Confirmación del hallazgo de gas en el pozo Orca-1	84
Figura 39. Primer escenario sugerido para el desarrollo del pozo Orca-1	89

Figura 40. Esquema simplificado del segundo escenario sugerido para el pozo Orca-1	89
Figura 41. Arquitectura del segundo escenario sugerido para la producción del pozo Orca-1	90

LISTA DE ABREVIATURAS

bcm: billones de metros cúbicos

BETX: Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno

FIA: Factor de Impacto Ambiental

HCDP: punto de rocío de hidrocarburo

HPAs: hidrocarburos poli-cíclicos aromáticos

LNG: líquidos del gas natural

mb/d: millones de barriles por día

MEG: monoetilenglicol

MMSCF: millones de pies cúbico estándar

PFD: Diagrama de Flujo Simplificado

ppmw: partes por millón en peso

TEG: dietilenglicol

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN DE FACILIDADES BÁSICAS DE SUPERFICIE PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFUERA (OFFSHORE) UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS*

AUTOR: JUAN FRANCISCO GUEVARA GRANADOS**

PALABRAS CLAVE: FACILIDADES DE SUPERFICIE, COSTA AFUERA, PRODUCCIÓN DE GAS, AGUAS PROFUNDAS.

DESCRIPCIÓN:

Para lograr producciones eficientes de gas en yacimientos costa afuera ubicados en aguas profundas que cumplan con los estándares ambientales y de calidad, se requiere de un pleno conocimiento de las zonas donde estén ubicados los yacimientos. Luego, identificar y seleccionar el tipo de plataforma a emplear junto con las facilidades en superficie que se adapten mejor al campo y obtener la producción deseada.

El desarrollo de esta monografía se basa en la aplicación de una estrategia que consta de cuatro ejes que pueden tenerse en cuenta al momento de seleccionar la mejor opción para producir gas en este tipo de yacimientos. Primeramente, se da una descripción de cada una de las plataformas que pueden ser utilizadas en aguas profundas para producir hidrocarburos, seguidamente se presenta un análisis de algunas de las principales variables que pueden afectar la producción de gas en estos yacimientos, posteriormente se plantean distintos escenarios de producción basados en el campo de gas Liwan 3-1 en aguas profundas del Sur de China que presenta infraestructura actualmente utilizada, además, se describen las facilidades de producción en superficie del Golfo de México y el Mar del Norte que son las que se toman como referencia para construir las actuales.

Como resultado y último eje se aplica la estrategia presentada a un campo de desarrollo colombiano (pozo Orca-1) al cual se le aplican los criterios planteados para seleccionar la infraestructura del campo, el sistema de producción y las facilidades que se requieran en superficie de acuerdo con las características y condiciones ambientales que se presentan en este campo; para lograr así la producción de gas óptima.

* Monografía de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Magíster en Ingeniería Química.

ABSTRAC

TITLE: IDENTIFICATION OF BASIC SURFACE FACILITIES FOR THE PRODUCTION OF GAS IN OFFSHORE DEPOSITS LOCATED IN DEEP WATERS*

AUTHOR: JUAN FRANCISCO GUEVARA GRANADOS**

KEYWORDS: SURFACE FACILITIES, OFFSHORE, GAS PRODUCTION, DEEP WATERS.

DESCRIPTION:

To achieve efficient gas production in offshore deposits located in deep waters, which comply with environmental and quality standards, it is necessary to have full knowledge of the areas where the fields are located. After that, identify and select the type of platform to be used together with the surface facilities that adapt better to the operation and obtain the desired production.

The development of this monograph is based on the application of a strategy that consists of four axes that can be considered to select the best option to produce gas in this type of deposits. First, there is a description of each of the platforms that can be used in deep waters to produce hydrocarbons, then an analysis of some of the main variables that affect the gas production in these deposits is presented. Then, different scenarios of production based on the Liwan 3-1 gas field in the deep waters of the South of China are considered, it is presents the infrastructure currently used. In addition, the surface production facilities of the Gulf of Mexico and the North Sea are described, which are taken as reference to build the current ones.

As a result, and last axis, the strategy presented to a Colombian development field (Orca-1 well) is applied, to which the proposed criteria are applied to select the field infrastructure, the production system and the facilities required on the surface, according to the characteristics and environmental conditions that are presented in this field; to achieve optimal gas production.

* Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Advisor: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Master in Chemical Engineering

INTRODUCCIÓN

La falta de recursos e infraestructura en algunos países para la exploración, perforación y producción de gas en yacimientos costa afuera, conllevan al desaprovechamiento del potencial gasífero que cada uno de éstos puedan tener en este tipo de campos. Debido a la falta de inversión en esta industria, el problema radica en no disponer con la tecnología acorde para los procedimientos que tienen que ver con la producción de gas natural en este tipo de yacimientos. Se requiere entonces de una estrategia que abarque estos temas, permitiendo la integración de algunos procedimientos relacionados con la producción de gas en costa afuera en aguas profundas, que sirva como orientación en el momento de seleccionar las mejores facilidades que se requieran en superficie para optimizar los procesos.

La presente monografía presentará una estrategia que permita identificar las facilidades básicas de superficie para la producción de gas en yacimientos costa afuera (offshore) ubicados en aguas profundas, analizando las variables que impactan el transcurso de dichos procesos y permita la optimización de este tipo de procesos, tomando como base el estudio de campos ubicados en estas áreas a nivel mundial y que presenten la infraestructura más actualizada con el fin de alcanzar resultados que estén acordes a la creciente demanda de gas natural que se ha venido presentando desde las últimas décadas a nivel mundial.

El estudio iniciará con una descripción de cada una de las instalaciones costa afuera utilizadas aguas profundas, para posteriormente seleccionar el tipo de facilidades que éstas puedan tener de acuerdo con sus características. Las facilidades expuestas para este desarrollo son las de los campos del Golfo de México y el Mar del Norte, que son las tecnologías con las que actualmente se construyen estas instalaciones. Con relación a la infraestructura para el desarrollo de los campos, ésta se basa en el caso del estudio de varios escenarios para el desarrollo del campo Liwan 3-1 ubicado en aguas profundas del Sur de China, el cual es uno de las zonas en aguas profundas que presenta

una de las infraestructuras más actualizadas en el momento y un progresivo desarrollo.

Por otro lado, se aplica uno o varios escenarios seleccionados a un campo colombiano offshore ubicado en aguas profundas, ya que el país ha mostrado interés en este tipo de industria debido a los hallazgos últimamente realizados del hidrocarburo en aguas profundas y ultra-profundas colombianas. Todo esto con la finalidad de tener una mejor orientación de cuáles serían las facilidades óptimas para los procesos utilizados en este tipo de campos desde que el gas se encuentre en superficie, teniendo en cuenta las condiciones tanto ambientales como las de operación, que conlleven a producciones acordes a las necesidades que requiera el mercado.

Como resultado se propuso dos escenarios para el desarrollo del pozo Orca-1, que son: un escenario el que se disponga de una plataforma central de tratamiento y bombeo conectada al pozo para tratar el fluido y luego transportarlo a una terminal en costa y un segundo escenario en el que se disponga de un sistema de producción submarino, el cual realice el tratamiento (deshidratación), además controle el punto de rocío de hidrocarburo y sin necesidad de una instalación en superficie transportar los fluidos a la costa a través de tuberías.

El escenario que se sugiere después del análisis de los dos propuestos es el que dispone del sistema de producción submarino, por la proximidad del pozo Orca-1 a la costa (40 km), lo cual lleva a concluir que económicamente es el más viable, ya que no se necesitan instalaciones en superficie y los fluidos tendrían además un posterior tratamiento y procesamiento con las facilidades de la planta en costa para su posterior comercialización.

1. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE GAS OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS

La producción de petróleo y gas a nivel offshore empezaron en la década de 1940 en zonas de Luisiana, USA. A partir de entonces, y, durante las 6 décadas siguientes los yacimientos costa afuera de Alaska, Mar del Norte, Golfo de México y Brasil han sido explorados y explotados con éxito mediante el avance de las tecnologías en materia de exploración, perforación y producción.¹

A nivel mundial, los hidrocarburos provenientes de zonas ubicadas en tierra y mar adentro en aguas poco profundas (someras), en las que se tienen las tecnologías requeridas para su aprovechamiento se encuentran en etapa de decadencia, por lo que se ha hecho necesario que los países y empresas operadoras enfoquen sus ideas en la explotación de yacimientos de estos productos en lugares costa afuera con profundidades mayores a los 500 metros, regiones denominadas Aguas Profundas.

En este tipo de aguas se presentan dificultades que hay que enfrentar y llegar a tener el dominio de ellas, entre la cuales podemos encontrar: condiciones de presiones y temperaturas altas, suelos de estabilidad blanda, geo-riesgos de mayores complejidades, corrientes oceanográficas severas y factores ambientales con sensibilidad elevada.²

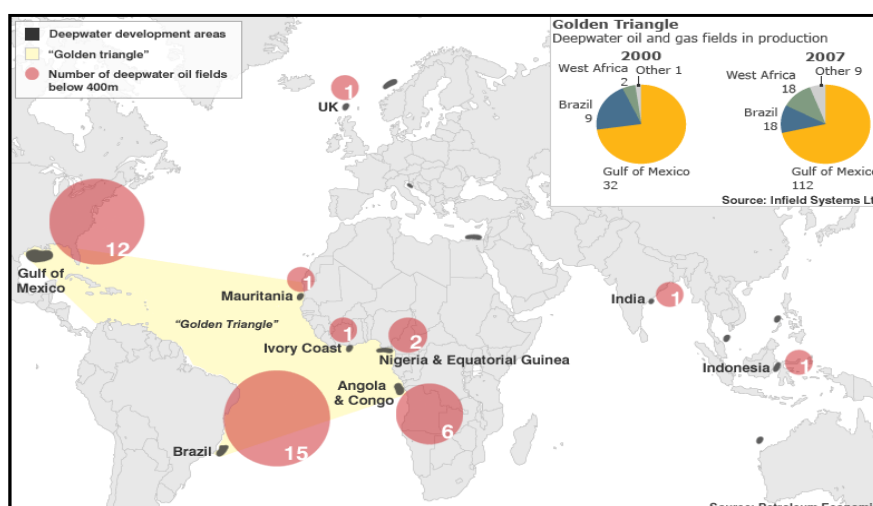
¹ GARCÍA REYES, Juan Sebastián; HERRERA VELASCO, Sergio Leonardo; CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 2017, vol. 15, no 2. p. 90.

² ACADEMIA DE INGENIERÍA DE MÉXICO. Estado del Arte y Prospectiva de la Tecnología para la Explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas [en línea]. Septiembre 2010. PDF. p. 4. [Revisado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.observatoriodelaingenieria.org.mx/docs/pdf/3ra.%20Etapa/18.Aguas%20Profundas>

1.1 ZONAS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL

Estas zonas encierran las siguientes aguas territoriales: las del mar del Norte, India, Indonesia y el llamado Triángulo de Oro, conformado por el Golfo de México, Brasil y Oeste de África, que conforman los países de Brasil, Estados Unidos, Angola, Congo, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Costa de Marfil y Mauritania. Adicionalmente, existen zonas con un alto potencial para la producción de hidrocarburos en aguas profundas, entre las que sobresalen la parte Mexicana del Golfo de México, Indonesia, India, Australia y mar mediterráneo.³ La Figura 1 presenta el mapa mundial que contiene las zonas en donde se exploran, explotan y producen hidrocarburos en aguas profundas.

Figura 1. Exploración y producción mundial de hidrocarburos en aguas profundas



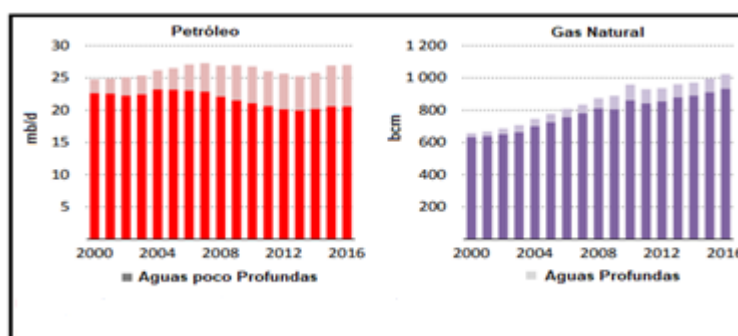
Fuente: Academia de Ingeniería de México. Estado del Arte y Prospectiva de la Tecnología para la Explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas [en línea]. Septiembre 2010. PDF. p. 5. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.observatoriodelaingenieria.org.mx/docs/pdf/3ra.%20Etapa/18.Aguas%20Profundas.pdf>. p. 5.

³ Ibid., p. 4.

1.2 PRODUCCIÓN MUNDIAL ACTUAL DE GAS OFFSHORE

Hoy en día, la producción costa afuera es una parte integral del suministro mundial de petróleo y gas, que representó más de la cuarta parte de la producción mundial en el 2016. El gas natural es la nueva área de crecimiento. Mientras que la producción petrolera costa afuera se ha mantenido estable en alrededor de 26 - 27 millones de barriles por día (mb/d) en los últimos diez años (lo que significa que su participación en un creciente mercado petrolero se ha reducido), la producción de gas costa afuera ha crecido casi un 30%, más de 1000 billones de metros cúbicos (bcm) por año durante el mismo período (Figura 2). La producción de petróleo y gas costa afuera se encuentra en muchas partes del mundo, en donde las principales áreas productoras actualmente son: el Medio Oriente, el Mar del Norte, Brasil, el Golfo de México y el Mar Caspio. El offshore también ha sido un foco de actividad de exploración. Los hallazgos más recientes de petróleo y gas han sido en aguas profundas, estos hallazgos en promedio representaron aproximadamente el 50% de los volúmenes de petróleo y gas convencionales descubiertos en los últimos diez años.⁴

Figura 2. Producción global de petróleo y gas natural costa afuera por profundidad de agua

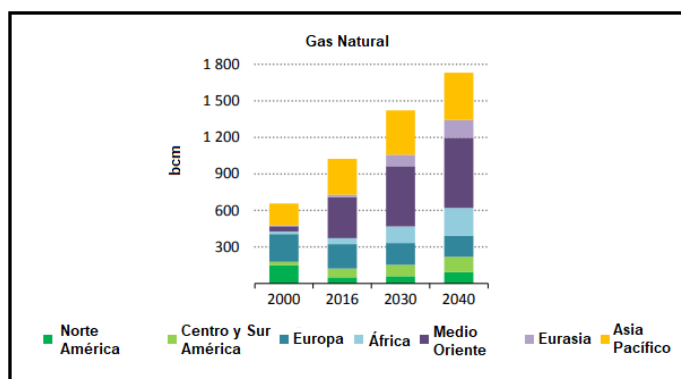


Fuente: International Energy Agency. Offshore Energy Outlook [en línea]. Abril 2018. PDF. p. 16. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special_Report_OffshoreEnergyOutlook

⁴ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Offshore Energy Outlook [en línea]. Abril 2018, PDF, p. 15 – 16. [Revisado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special_Report_OffshoreEnergyOutlook

1.2.1 Escenario de nuevas políticas. En el Escenario de Nuevas Políticas la producción de gas natural costa afuera se eleva a casi 1700 bcm en el 2040, momento en el que representa poco más del 30% de la producción total de gas. La producción en aguas profundas y poco profundas representa aproximadamente la mitad del aumento, ya que la producción de gas en aguas poco profundas aumenta de 950 bcm en 2016 a 1250 bcm en 2040 y la producción en aguas profundas de menos de 100 bcm en 2016 a más de 450 bcm en 2040. La Figura 3 muestra la producción mundial de gas natural por región en el Escenario de Nuevas Políticas.⁵

Figura 3. Producción mundial costa afuera de gas natural por región en el escenario de nuevas políticas

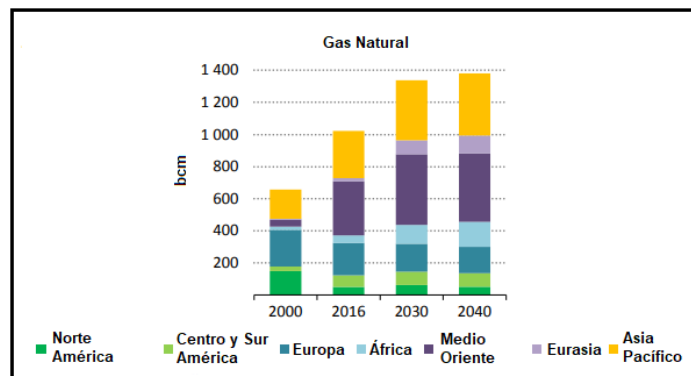


Fuente: International Energy Agency. Offshore Energy Outlook [en línea]. Abril 2018. PDF. p. 37. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special_Report_OffshoreEnergyOutlook

⁵ Ibid., p. 36.

1.2.2 Escenario de desarrollo sostenible. La producción de gas natural costa afuera crece en el Escenario de Desarrollo Sostenible (aunque menos rápido que en el Escenario de Nuevas Políticas). La producción costa afuera alcanza 1380 bcm en el 2040 (un tercio de la producción total en ese momento). A pesar de los menores precios del gas natural y el crecimiento general de la demanda, el entorno del mercado en el Escenario de Desarrollo Sostenible es lo suficientemente favorable para desarrollar los recursos de gas ya descubiertos. La Figura 4 muestra la producción costa afuera de gas natural por región en el Escenario de Desarrollo Sostenible. Las perspectivas para el gas en alta mar siguen siendo relativamente sólidas en un escenario de desarrollo sostenible.⁶

Figura 4. Producción mundial costa afuera de gas natural en el escenario de desarrollo sostenible



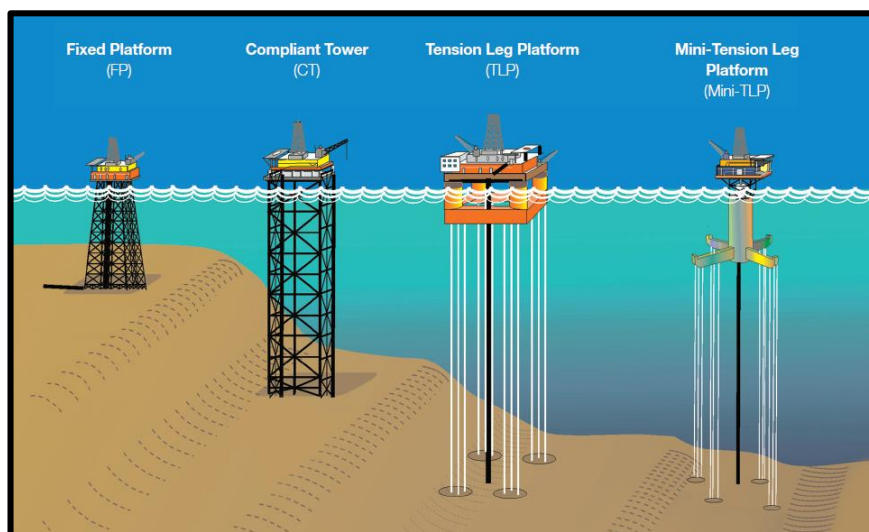
Fuente: International Energy Agency. Offshore Energy Outlook [en línea]. Abril 2018. PDF. p. 43. [Consultado 04 septiembre de 2018]. Disponible en Internet: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special_Report_OffshoreEnergyOutlook

⁶ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Op.Cit., p.44

1.3 INSTALACIONES PARA PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFUERA UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS

Existen diferentes tipos de instalaciones de producción costa afuera, basadas en la profundidad del agua (Figura 5).

Figura 5. Instalaciones para la producción de petróleo y gas en yacimientos costa afuera



Fuente: American Petroleum Institute. Offshore Access to Oil and Natural Gas Resources [en línea]. Febrero 2018. PDF. p.16. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Offshore/OffshoreAccess-primer-highres>

Cada uno de estos sistemas está diseñado para resistir la amplia gama de fuerzas del viento y de las olas, incluidas tormentas severas de invierno y huracanes. A continuación, se presenta una descripción de cada tipo de plataforma que puede ser utilizada para la producción de gas en yacimientos ubicados en aguas profundas.

1.3.1 Plataformas con piernas tensionadas (TLP). Consisten en una estructura flotante sostenida por tendones verticales conectados al fondo del mar mediante plantillas aseguradas con pilotes. Los tendones tensos proporcionan el uso de una TLP en un amplio rango de profundidad de agua con movimiento vertical limitado.⁷

Las TLP más grandes se han desplegado con éxito en profundidades de agua de hasta aproximadamente 6000 pies (1829 metros aproximadamente). El sistema de amarre con piernas tensionadas permite el movimiento horizontal con perturbaciones de onda, pero no permite el movimiento vertical o de balanceo, lo que hace que las TLP sean una opción adecuada para la estabilidad en zonas con alta influencia de huracanes.⁸

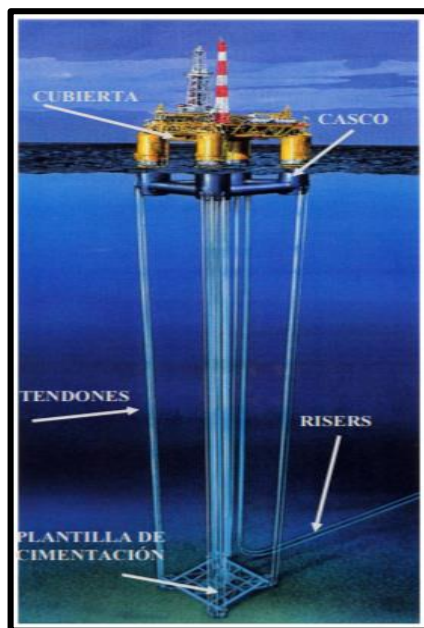
El sistema de las TLP se restaura por sí solo ya que cualquier desplazamiento desde la posición media causada por cargas ambientales resulta en una ganancia en la flotabilidad y en las tensiones del casco y genera una fuerza restauradora que lleva a la TLP a su posición media. Una TLP convencional puede soportar operaciones de perforación y producción.⁹ La Figura 6 muestra los componentes principales de una TLP.

⁷ American Petroleum Institute. Offshore Access to Oil and Natural Gas Resources [en línea]. Febrero 2017. PDF. p.16. [Revisado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Offshore/OffshoreAccess-primer-highres.pdf>. p. 16.

⁸ SPEIGHT, James G. Chapter 3 - Offshore Platforms, In Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology, Gulf Professional Publishing, Boston, 2015, Pages 71-106, ISBN 9781856175586.

⁹ CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering, Volumes 1-2 – 14. Offshore Installation. Elsevier, 2005.

Figura 6. Componentes principales de una TLP



Fuente: RODRÍGUEZ RAMÍREZ, María A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas [en línea]. México D.F. 2009. PDF. p.30. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1503/Tesis.pdf?sequence=1>

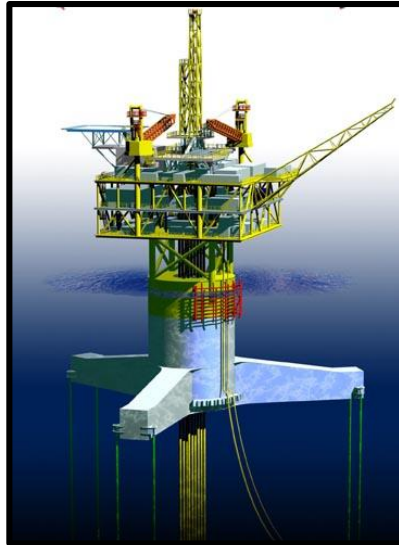
1.3.2 Plataformas con piernas mini-tensionadas (Mini-TLP). Consisten en una plataforma flotante con piernas mini-tensionadas de costo relativamente bajo, desarrollada para la producción de reservas más pequeñas en aguas profundas que sería antieconómico producir utilizando sistemas de producción en aguas profundas más convencionales. También se puede utilizar como una plataforma de producción temprana para descubrimientos en aguas profundas más grandes.¹⁰

Entre los tipos de Mini-TLP encontramos: la mini plataforma Sea-Star (Figura 7) y la Mini-TLP Moses, ésta es la misma TLP típica en miniatura (Figura 8).¹¹

¹⁰ American Petroleum Institute. Offshore Access to Oil and Natural Gas Resources [en línea]. Febrero 2018. PDF. p.16. [Revisado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Offshore/OffshoreAccess-primer-highres>.

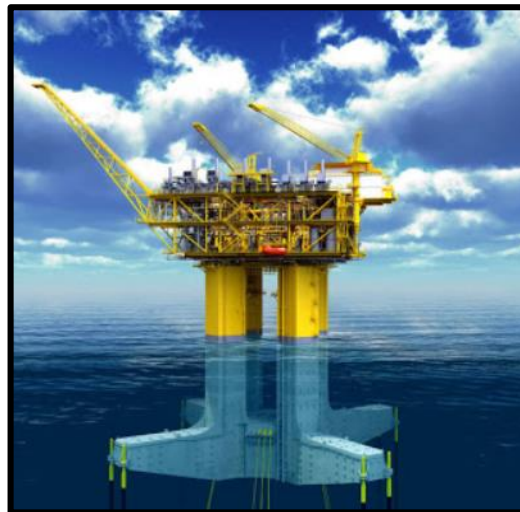
¹¹ RODRÍGUEZ RAMÍREZ, María A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas [en línea]. México D.F. 2009. P. 34. [Revisado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1503/Tesis.pdf?sequence=1>.

Figura 7. Plataforma Sea-Star



Fuente: Keppel Corporation. Keppel FELS will build TLP for Atlantia Offshore for US\$22 million [en línea]. Octubre 2001. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: http://www.keppcorp.com/en/news_item.aspx?sid=418

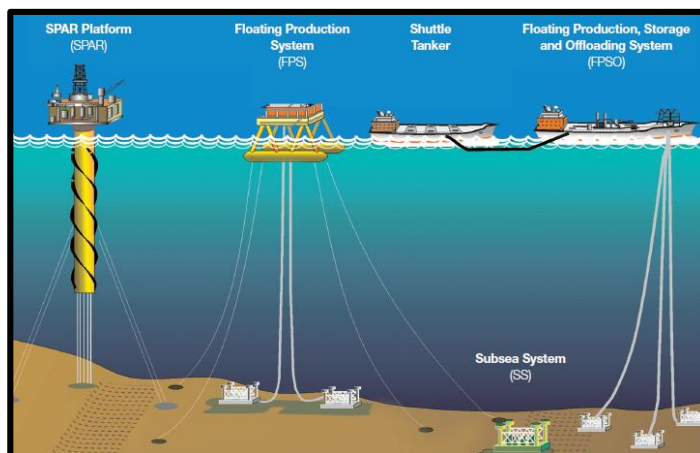
Figura 8. Plataforma Moses



Fuente: Minyak dan Gas Malaysia. Part II: Types of Offshore Platforms [en línea]. Octubre 2010. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: (<http://minyakdangasmalaysia.blogspot.com/2010/10/part-ii-types-of-offshore-platforms.html>)

Cuanto más profunda es el agua, más avanzado tecnológicamente debe ser el equipo (Figura 9).

Figura 9. Instalaciones para la producción de petróleo y gas en yacimientos costa afuera ubicados en aguas profundas y ultra profundas



American Petroleum Institute. Offshore Access to Oil and Natural Gas Resources [en línea]. Febrero 2018. PDF. p.17. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Offshore/OffshoreAccess-primer-highres>

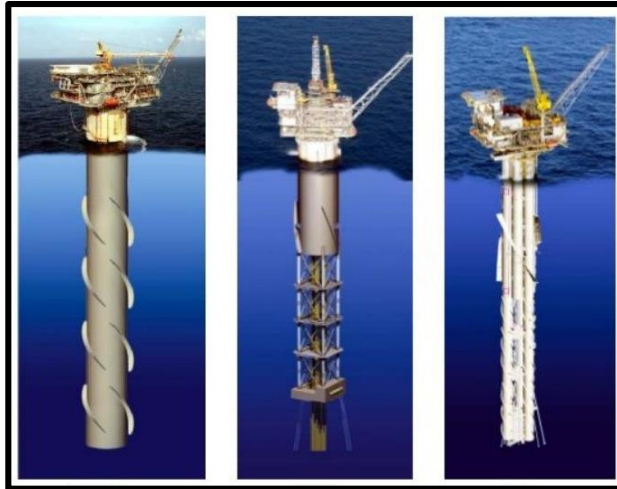
1.3.3 Plataforma tipo SPAR. Consisten en un cilindro vertical simple de gran diámetro que sostiene una plataforma. Tiene la parte superior de la plataforma fija típica (cubierta de superficie con equipos de perforación y producción), tres tipos de contrahuellas (producción, perforación y exportación) y un casco que está amarrado mediante un sistema de cuerda tensa de seis a veinte líneas ancladas en el lecho marino. Las plataformas SPAR se utilizan actualmente en profundidades de agua de hasta 3000 pies (915 metros aproximadamente), aunque la tecnología existente puede extender su uso a profundidades de hasta 7500 pies (2286 metros aproximadamente).¹²

Sus características de respuesta en aguas profundas la convierten en una posibilidad viable para la producción de petróleo y gas en este tipo de aguas. Las plataformas SPAR han evolucionado desde el larguero convencional clásico (Classic), luego Truss y posteriormente el larguero de celda (Cell) que reemplaza el cilindro de gran diámetro con un conjunto de cilindros de menor diámetro que facilita la construcción y reduce los costos.¹³ La Figura 10 muestra las diferentes configuraciones de una plataforma SPAR.

¹² American Petroleum Institute. Op. cit., p.17.

¹³ RANDALL, Robert E. Elements of Ocean Engineering - 3.3.2.8 Spar Platform. Society of Naval Architects and Marine Engineers (SNAME), 2010.

Figura 10. Tipos de plataformas SPAR (de izquierda a derecha: Classic, Truss y Cell)



Fuente: AMADOR Ángel. Tipos de Estructuras y Plataformas Offshore [en línea]. Febrero 2016. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-estructuras-offshore/>

1.3.4 Sistemas de producción flotante, almacenamiento y descarga (FPSO). Consiste en un gran buque tipo petrolero amarrado al lecho marino. Un FPSO está diseñado para procesar y almacenar la producción de los pozos submarinos cercanos y para descargar periódicamente el petróleo almacenado a un buque cisterna de transbordador más pequeño. Un FPSO puede ser adecuado para campos marginalmente económicos ubicados en áreas remotas de aguas profundas donde no existe una infraestructura de tuberías.¹⁴ La Figura 11 presenta el esquema de funcionamiento de un FPSO utilizado en un campo petrolero.

¹⁴ American Petroleum Institute. Op. cit., p. 17.

Figura 11. Esquema de funcionamiento de un FPSO anclado al fondo marino en un campo petrolero



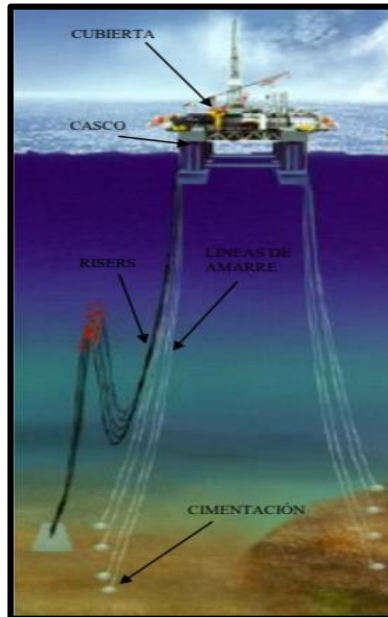
Fuente: MUNDI-PETROL. Petrobras alcanza un nuevo récord de producción de petróleo durante el mes de septiembre [en línea]. Octubre 2014. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: http://www.mundi-petrol.com/noticia_elegida.php?id=1084#.WxGRmnqFODI

1.3.5 Plataforma semi-sumergible.¹⁵ La plataforma semi-sumergible no es solo una plataforma de perforación; es una plataforma multifunción que opera en aguas profundas. Significa que funciona en aguas profundas con funciones de perforación, producción, elevación e instalación de tuberías. La profundidad de agua más profunda que ha alcanzado esta plataforma es de 3048 m (10000 pies). La plataforma semi-sumergible se ha convertido en la plataforma flotante más prometedora para la exploración y explotación de petróleo y gas en alta mar. La Figura 12 muestra los componentes principales de una plataforma semi-sumergible. Las principales características de la plataforma semi-sumergible desde sus inicios hasta la actualidad son las siguientes:

- ✓ Mejora la capacidad de carga variable.
- ✓ Aumenta la fuerza para garantizar la seguridad.
- ✓ Ahorro de acero, reducción de costos.
- ✓ Mejora el rendimiento de los equipo.
- ✓ Agrega un sistema de posicionamiento dinámico.
- ✓ Incrementa la profundidad de operación.

¹⁵ FANG, Huacan; DUAN, Menglan. Offshore Operation Facilities: Equipment and Procedures. Gulf Professional Publishing, 2014. p. 593 – 594 y 596.

Figura 12. Componentes principales de una plataforma semi-sumergible



Fuente: RODRÍGUEZ RAMÍREZ, María A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas [en línea]. México D.F. 2009. PDF. p.53. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1503/Tesis.pdf?sequence=1>

En la Figura 13 se presenta una plataforma semi-sumergible utilizada en campos costa afuera para la producción de petróleo y gas.

Figura 13. Plataforma semi-sumergible



Fuente: Chevron. Jack/St. Malo Expanding Chevron's Reach in the deep-water U.S. Gulf of Mexico [en línea]. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.ogj.com/content/dam/ogj/Executive%20Briefs/CHEVRON%20JACK%20ST%20MALO%20PUBLICATION.pdf>

1.3.6 Sistemas submarinos (SS). Esta infraestructura de producción se define de manera general como el conjunto de equipos, líneas y accesorios, instalados sobre el lecho marino, que permiten la explotación de hidrocarburos en campos ubicados en aguas profundas o ultra-profundas; y que generalmente, complementan un sistema superficial de producción como son las plataformas fijas, sistemas flotantes e instalaciones de producción en tierra. Su objetivo es recolectar, procesar, transportar y controlar la producción de los hidrocarburos hacia las instalaciones superficiales (flotantes o en tierra).¹⁶

El equipo en el lecho marino se mantiene utilizando robots, conocidos como Vehículos Operativos Remotos, que están atados a un buque. Estos vehículos funcionan como ojos bajo el agua para estas operaciones y están diseñados para conectarse al equipo submarino.¹⁷ En la Figura 14 se muestra la arquitectura de los sistemas submarinos.

Figura 14. Arquitectura de producción submarina



Fuente: CARVAJAL REYES, Jorge O. Arquitecturas Submarinas y sus Principales Equipos y Ductos para la Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas y Ultra-Profundas [en línea]. Noviembre 2013. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/LTDH2013/sesin-tnica-sala-fpso-arquitecturas-submarinas-y-sus-principales-equipos-y-ductos-para-la-explotacin-de-hidrocarburos-en-aguas-profundas-y-ultraprofundas>

¹⁶ American Petroleum Institute. Op. cit., p. 19.

¹⁷ Ibid., p. 18.

1.4 REQUISITOS PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COSTA AFUERA¹⁸

Las instalaciones de producción para campos mar adentro se establecen para el procesamiento de petróleo y gas y son diferentes de las instalaciones en tierra. A continuación, se presentan algunos de los requisitos para las instalaciones de producción.

1.4.1 Requisitos de cargas ambientales oceánicas. No solo hay cargas de viento, corrientes marinas y fuertes olas en el mar, sino también la carga de hielo marino en zonas polares y la fuerza sísmica en zonas sísmicas. Debido a que las cargas ambientales mar adentro varían con el tiempo, el diseño y la construcción de las instalaciones de producción de petróleo y gas costa afuera cumplirán los requisitos de intensidad y rigidez bajo cargas aleatorias.

1.4.2 Requisitos de producción segura y confiable. Debido a que el espacio para las instalaciones de producción costa afuera es pequeño y los equipos y las personas son relativamente concentradas, la probabilidad de accidentes y daños es grande. Entonces los requisitos para el diseño de la disposición de la plataforma, de los equipos de producción y la seguridad y fiabilidad de la estructura son más altos.

1.4.3 Protección del ambiente marino. La protección del ambiente marino está claramente definida en las leyes internacionales y chinas. Por ejemplo, existen requisitos estrictos para la fuga de petróleo y la contaminación de aguas residuales en el mar. Así, se debe considerar el tratamiento de aguas residuales, las emisiones y el venteo de gas durante el diseño.

¹⁸ FANG, Huacan; DUAN, Menglan. Op. Cit., p. 372 – 373.

1.4.4 Requisito de invertir eficientemente en equipos. El tamaño de las instalaciones de producción costa afuera determina la escala de la inversión, pero el tamaño, la eficiencia, el grado de automatización y el diseño general influyen en la escala de estas instalaciones. Es necesario para actuar de manera eficiente seleccionar y organizar el equipo.

Por ejemplo, un sistema central de control puede controlar de manera intensiva la recolección y el transporte de petróleo y gas mar adentro, reduciendo así el tamaño de las instalaciones de producción y de las plataformas de cabeza de pozo sin necesidad de trabajadores en ellas, además, de cumplir con los requisitos.

1.4.5 Capacidad de auto-sustentabilidad. Debido a que las instalaciones de producción costa afuera están lejos de la costa, se debe establecer un sistema de suministro completo para cumplir con los requisitos de producción y vida útil. Al mismo tiempo, las instalaciones auxiliares de producción costa afuera también deben poseer la capacidad de auto-sustentabilidad que garantice la producción normal y la seguridad de las personas de 7 – 10 días. Por lo tanto, para cumplir con estos requisitos, el equipo de asalte y elevación del buque, el diseño de la plataforma del helicóptero, la disposición de las bombas y el almacén de almacenamiento deben estar diseñados adecuadamente.

1.4.6 Fuente de suministro de energía independiente. Las instalaciones de producción costa afuera deben poseer un sistema de suministro de energía independiente y perfecta, que pueda generar la electricidad por sí mismo y suministrar continuamente energía. En la plataforma, el suministro eléctrico del grupo viaja a través del cable submarino, y, generalmente cada una de las plataformas debe tener generadores de respaldo. Además, también están los generadores de emergencia en la plataforma de cabeza de pozo.

1.4.7 Confiabilidad del sistema de comunicación. El sistema de comunicación garantiza que las instalaciones de producción en alta mar se puedan comunicar con el mundo exterior o ponerse en contacto entre sí, por lo que establecer un sistema de comunicación confiable y excelente debe considerarse una tarea importante.

2. VARIABLES QUE IMPACTAN LA PRODUCCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS COSTA AFURA

La importancia del análisis de las variables que pueden afectar y poner en riesgo la producción de gas costa afuera es que su impacto depende de factores como las cantidades de producción, el número y tamaño de las unidades, los tipos de instalaciones de procesamiento, el área de la zona perturbada por las actividades y ocupadas por las instalaciones, etc. Uno de los factores importantes es la duración del impacto. Los impactos en el medio ambiente pueden generar cambios en las condiciones existentes; los impactos pueden ser directos, indirectos o acumulativos. Estos cambios se pueden encontrar en diferentes niveles ecológicos y pueden variar en el espacio y el tiempo, ya que pueden ser positivos o negativos. Los impactos directos se refieren a los cambios en los componentes ambientales que resultan de las consecuencias directas de causa-efecto de las interacciones entre el medio ambiente y las actividades de procesamiento. Los impactos indirectos resultan de las consecuencias de causa y efecto de las interacciones entre el ambiente y los impactos directos. Los impactos acumulativos se refieren a la acumulación de cambios en el ambiente causados por estas actividades. Los impactos ambientales que podrían ocurrir durante el procesamiento se producirían principalmente a partir de las actividades de construcción e instalación de las plataformas, las actividades diarias, el mantenimiento y la sustitución de los componentes de las instalaciones y también las actividades de desmantelamiento y abandono.¹⁹

Las actividades de producción de hidrocarburos en alta mar son más complejas que en tierra. Esta dimensión extra de complejidad es creada por el entorno. El ambiente oceánico, que comprende datos meteorológicos y oceanográficos distintos de los terremotos y las condiciones ambientales, afecta todo lo que ocurre costa afuera, desde el diseño de plataformas marinas, tuberías submarinas y terminales hasta los procedimientos de planificación, instalación y

¹⁹ MATANOVIC, Davorin, NEDILJKA, Katarina. Risk Analysis for Prevention of Hazardous Situations in Petroleum and Natural Gas Engineering - 11.4 Gathering Systems and Processing Facilities Risk Analysis. IGI Global. 2014. p. 237 – 238.

mantenimiento. Los especialistas con experiencia que trabajan en esta área generalmente son consultados al tiempo que definen la pertinencia de las condiciones meteorológicas y oceanográficas que afectan el sitio de la plataforma.²⁰

Uno de los mayores impactos que puede afectar la producción de gas costa afuera son los riesgos ambientales implicados en dicha actividad, especialmente los derrames de aceite cuando el gas se encuentra en el yacimiento asociado con éste. Estos derrames se pueden presentar desde los buques petroleros o la tubería que transporta el fluido, ya sea desde el yacimiento a la plataforma o desde la plataforma hasta las instalaciones en tierra, así como los peligros de fugas y accidentes en la plataforma. Los impactos potenciales de estas actividades que pueden afectar la producción costa afuera se presentan a continuación, ya sea por las fuentes de impacto ambiental o por el tipo de recurso afectado.

2.1 IMPACTOS RELACIONADOS CON EL AGUA DE PRODUCCIÓN

La experiencia ha comprobado que las actividades de producción de hidrocarburos offshore traen como consecuencia la contaminación de las aguas alrededor de las plataformas. En las áreas costeras, los sedimentos levantados pueden contener metales pesados y otros contaminantes. Usualmente, son más saladas las aguas producidas que el agua del mar, y tienen poco o nada de oxígeno disuelto; además, pueden contener metales pesados, azufre, sulfuros y compuestos orgánicos. Los lodos de perforación y los químicos que se descargan están contaminados con las aguas de la formación e introducen hidrocarburos, metales pesados y otros contaminantes a la columna de agua.²¹

²⁰ LAIK, Sukumar. Offshore Petroleum Drilling and Production - 2.1 Meteorology. CRC Press. 2018. p. 81.

²¹ PDVSA. Costa Afuera [en línea]. PDF. p. 23 [Revisado 19 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Costa_afuera

2.1.1 Contaminantes presentes en el agua de producción en campos de gas offshore. El agua que se produce en las actividades de producción offshore no tiene los mismos usos que en las actividades de producción en tierra, solamente una pequeña parte es empleada para re-inyección, quedando la mayor parte para vertimiento. El agua producida es una mezcla compleja de sustancias orgánicas e inorgánicas provenientes de formaciones geológicas tales como los metales pesados, sólidos dispersos, sales, bacterias, gases disueltos, ácidos orgánicos, isotopos radioactivos, productos químicos de tratamiento e hidrocarburos dispersos y solubles. Estos últimos son de gran preocupación, debido a su alta toxicidad y su dificultad de remoción, los cuales podrían llegar a tener un efecto nocivo sobre los ecosistemas marinos.²² En la Tabla 1 se presenta los contaminantes típicos que se pueden encontrar en el agua producida en los campos de gas natural mar adentro.

Tabla 1. Composición del agua de producción en campos de gas

Contaminantes		Concentración (mg/L)		Posibles efectos de los contaminantes en los ecosistemas marinos
		Agua de mar	Campos de gas	
Metales pesados	Cobre	2e-5 - 5e-4	<0.02 - 5	En los peces, impiden el normal funcionamiento de las branquias, perdiendo la capacidad de regular sales esenciales.
	Plomo	2e-5 - 81e-5	<0.2 - 10.2	En algunos peces, la toxicidad del plomo produce deformidad espinal y ennegrecimiento de la región caudal.
	Mercurio	1e-6 - 3e-6	<5 - 100***	El mercurio es uno de los metales más tóxicos para los organismos marinos, aves y humanos. Podría tener efectos mortales en las especies.
Químicos de tratamiento	Inhibidores de corrosión	-	2 - 10	En altas concentraciones pueden representar un peligro para los organismos marinos.
	Inhibidores de escamas	-	ND	
	Desemulsificantes	-	ND	
	Metanol	-	1000 - 15000	En animales y plantas puede tener efectos no letales, como el cambio en el comportamiento, crecimiento y reproducción, además de parálisis en algunas especies.
	Glicol	-	500 - 2000	En algunos peces y organismos marinos afecta el crecimiento, la reproducción y la supervivencia en edades tempranas.
Material natural radioactivo	Ra226	-	<0.02 - 302*	En dosis altas, se pueden presentar malfuncionamientos de las células, daños a órganos e incluso la muerte. Además, puede generar efectos hereditarios, como el cáncer, debido a la mutación de algunas células en los humanos.
	Ra228	-	<1 - 20*	

²² GARCÍA REYES, Op.Cit., p. 90.

Tabla 1. (Continuación)

Contaminantes		Concentración (mg/L)		Posibles efectos de los contaminantes en los ecosistemas marinos
		Agua de mar	Campos de gas	
Minerales disueltos y pH	Salinidad	35	<100 - 300000	Cuando varía la salinidad se produce un cambio potencial en las comunidades de consumidores secundarios (peces y aves). Debido a los desplazamientos en las comunidades de invertebrados bentónicos y organismos que sirven de alimento a estas aves y peces.
	pH	7.5 - 8.4**	4.4 - 7**	La variación del pH puede traer cambios fisiológicos y reproductivos, ya sean positivos o negativos.
	COD	1	2660 - 120000	La contaminación orgánica de la columna de agua y los sedimentos, puede reducir la biodiversidad de las comunidades animales y vegetales con consecuencias adversas a las poblaciones de peces y aves.

* Viene dado en Bq/L (Becquerel/litro), ** Unidades Estándares, *** pbb (Partes por Billón), ND = No Detectado

Fuente: GARCÍA REYES, Juan Sebastián; HERRERA VELASCO, Sergio Leonardo; CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 2017, vol. 15, no 2. p. 93 - 94.

2.2 IMPACTOS RELACIONADOS CON LA CALIDAD DEL AIRE

Los impactos generados por problemas atmosféricos y climáticos están atrayendo un interés creciente tanto de los propietarios como de las autoridades gubernamentales de todo el mundo. Para examinar los posibles impactos, es importante comprender las fuentes y la naturaleza de las emisiones y su contribución relativa a los impactos atmosféricos, tanto locales como relacionados con problemas mundiales, como el agotamiento del ozono estratosférico y el cambio climático. Las principales fuentes de emisiones atmosféricas provenientes del procesamiento de petróleo y gas costa afuera y que pueden afectar la producción de éstos, surgen de:

- ✓ Gases de purgado.
- ✓ Procesos de combustión tales como motores diésel y turbinas de gas.

- ✓ Gases fugitivos de operaciones de carga, almacenaje y pérdidas en los equipos del proceso.
- ✓ Partículas de otras fuentes de combustión.

En las instalaciones costa afuera los principales gases de emisión incluyen dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano, carbonos orgánicos volátiles y óxidos de nitrógeno. Las emisiones de dióxido de azufre y sulfuro de hidrógeno pueden ocurrir y dependen del contenido de azufre del hidrocarburo y del combustible diésel, particularmente cuando se usa como fuente de energía. Después de los esfuerzos sustanciales de la tecnología, las emisiones no planificadas se han reducido significativamente y se han diseñado agentes alternativos para desarrollos nuevos y existentes. Los volúmenes de emisiones atmosféricas y su impacto potencial dependen de la naturaleza del proceso bajo consideración.²³

2.3 IMPACTOS RELACIONADOS CON LA CORROSIÓN

En los últimos años, ha habido un progreso rápido en la exploración científica y la explotación de hidrocarburos en zonas costa afuera localizadas en aguas profundas y ultra-profundas, lo que ha llevado al diseño de equipos para las investigaciones en alta mar y actividades subacuáticas. Los operadores extraterritoriales han construido en los últimos años instalaciones costa afuera tales como plataformas, tuberías, barcos y almacenamiento subacuático e instalaciones costeras para sus actividades de exploración y perforación. Sin embargo, la integridad estructural de estas estructuras no se comprende por completo. Estas estructuras marinas están construidas con acero y, por lo tanto, todas las partes de estas instalaciones, desde las plataformas de perforación hasta las instalaciones de producción, son susceptibles a la corrosión interna y externa debido a ambientes hostiles como altas temperaturas y altas presiones, entornos con los que interactúan estas instalaciones. La degradación y el

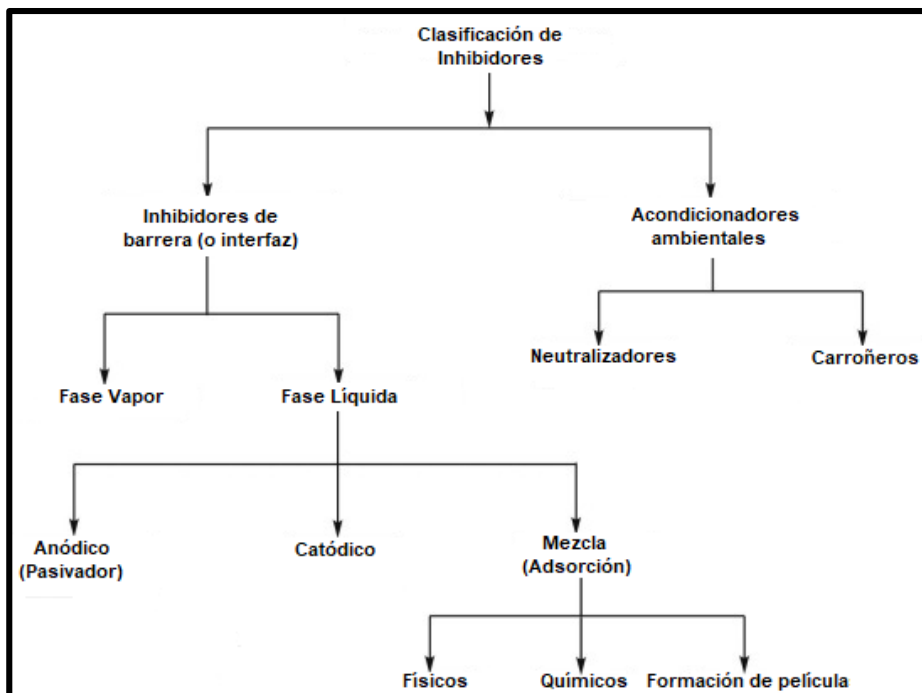
²³ MATANOVIC, Davorin, NEDILJKA, Katarina. Op. Cit., p. 238.

desgaste de estas estructuras dan como resultado la pérdida de sus propiedades mecánicas, como la resistencia, la ductilidad y la resistencia al impacto, y en ocasiones, la falla completa. La degradación estructural de las instalaciones de petróleo y gas costa afuera puede ocurrir debido al ataque químico, la acción abrasiva de las olas y los ataques de microorganismos. La corrosión es de gran importancia económica debido a que los costos de corrosión de las instalaciones de producción de petróleo y gas se estiman en miles de millones de dólares por año según lo estimado por la Organización Mundial de la Corrosión (WCO).

Este hecho ha llevado en los años recientes a que los operadores de instalaciones marinas se enfoquen en ahorrar costos con la búsqueda continua de nuevas tecnologías y soluciones innovadoras para prolongar la vida estructural de los activos existentes y la infraestructura al tiempo que reducen los costos de corrosión en instalaciones marinas y reducen el impacto ambiental de sus operaciones. Por lo tanto, una de las medidas que se ha tomado es la de utilizar varios tipos de inhibidores de corrosión orgánicos, incluyendo inhibidores de corrosión orgánicos naturales y sintéticos con funcionalidades de S, N y O en su estructura, para ser usados contra la corrosión de instalaciones de producción de petróleo y gas costa afuera tales como tuberías, contenedores de almacenamiento, etc., en la Figura 15 se muestra una clasificación cualitativa de estos inhibidores.²⁴

²⁴ OLAJIRE, Abass A. Corrosion inhibition of offshore oil and gas production facilities using organic compound inhibitors - A review. *Journal of Molecular Liquids*, 2017. p. 776.

Figura 15. Clasificación de inhibidores de corrosión



Fuente: OLAJIRE, Abass A. Corrosion inhibition of offshore oil and gas production facilities using organic compound inhibitors - A review. Journal of Molecular Liquids, 2017. p. 777.

Los inhibidores de corrosión son los medios más efectivos para controlar la forma común de corrosión interna presente en las instalaciones de producción de petróleo y gas. La mayoría de los inhibidores orgánicos exhiben su rendimiento de inhibición físicamente (fisorción) o químicamente (quimisorción) adsorbidos en la superficie del metal, evitando así la reacción anódica o catódica o la combinación de los dos, donde actúan como inhibidores de tipo mixto en medios corrosivos. Los inhibidores comúnmente empleados en la industria del petróleo y el gas son compuestos orgánicos sintéticos multicomponentes y fitoquímicos de inhibidores verdes con funcionalidades de S, N y O en su estructura. Aunque la industria del petróleo y el gas usa inhibidores orgánicos sintéticos, éstos también son tóxicos y persistentes, lo que lleva a una regulación ambiental más estricta sobre su uso y necesita. La necesidad de inhibidores alternativos como inhibidores verdes o componentes de inhibidores naturales en fracciones de crudo son amigables con el medio ambiente y podrían ser inhibidores mucho más efectivos que los compuestos orgánicos sintéticos debido a su mezcla sinérgica de ingredientes de compuestos orgánicos bioactivos. Logrando así

disminuir los impactos negativos que se puedan presentar a causa de la corrosión en las instalaciones de producción de hidrocarburos costa afuera.²⁵

2.4 IMPACTOS RELACIONADOS CON LA FORMACIÓN DE HIDRATOS

Los hidratos de gas natural son sólidos similares al hielo que se forman cuando el agua libre y el gas natural se combinan a alta presión y baja temperatura. Esto puede ocurrir en pozos de gas y condensado, así como en pozos de petróleo. La ubicación y la intensidad de las acumulaciones de hidrato en un pozo varían y dependen de:

- ✓ El régimen de funcionamiento.
- ✓ Diseño.
- ✓ Gradiente geotérmico en el pozo.
- ✓ Composición del fluido.
- ✓ Otros factores.

La formación de hidratos de gas en la tubería submarina puede dar lugar a grandes tapones a lo largo de ésta, impidiendo que los fluidos fluyan con libertad, generando así impactos negativos tanto en la producción como en las actividades relacionadas con ésta.²⁶

Los procedimientos operativos de producción offshore para el control de hidratos se diseñan típicamente como un circuito enchufable, con control de calor activo o pasivo para el control de éstos. Los sistemas de aceite usan inhibidores para el arranque, y generalmente operan sin inyección de inhibidor continuo después de que el sistema está suficientemente caliente.

²⁵ Ibid., p. 806.

²⁶ PetroWiki. Hydrate problems in production [en línea]. Enero 2016. [Revisado 20 de Septiembre de 2018]. Disponible en Internet: https://petrowiki.org/Hydrate_problems_in_production

Los sistemas de gas de aguas profundas, con menor capacidad de calor que los sistemas de petróleo, generalmente son tubos desnudos que utilizan inhibidores en lugar de calor para administrar los hidratos.

En el diseño de procedimientos de un sistema submarino, se deben formular y responder cuatro preguntas:

- ✓ ¿Cuándo y dónde se pueden formar hidratos en el sistema de producción?
- ✓ ¿Qué se puede controlar para prevenir la formación de hidratos?
- ✓ ¿Cuáles son los puntos de monitoreo en el sistema que darán indicación de hidratos?
- ✓ Si se forma un tapón de hidratos en el sistema de producción, ¿cómo se puede remediar?²⁷

Los hidratos sólidos se eliminan con muchos de los mismos productos químicos y la misma tecnología utilizada para inhibir la formación de hidratos. El método más simple es, si es posible, reducir la presión por encima del tapón de hidrato lo suficiente como para revertir la reacción de equilibrio. La adición de solventes, tales como alcoholes y glicoles, es la técnica más común.²⁸

2.5 QUÍMICOS UTILIZADOS EN LA PRODUCCIÓN COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS²⁹

Los problemas de fluidos producidos en aguas profundas son críticos (temperaturas del suelo marino más frías, aguas de producción, condensados, parafina y contenido de asfaltenos en el petróleo), que pueden comprometer la viabilidad de un proyecto de desarrollo. Para remediar esa preocupación, existe una mayor dependencia del uso de productos químicos para garantizar la producción. El uso de productos químicos en los procesos de producción de

²⁷ ADAM, Ballard, *et al.* Natural Gas Hydrates in Flow Assurance - 8.7 Chapter 7. Offshore Production Operating Procedures for Hydrate Control. Elsevier. 2011. p. 169 – 170.

²⁸ PetroWikii. Op.Cit.

²⁹ REGG, James B., et al. Deepwater Development: A reference document for the Deepwater Environmental Assessment Gulf of Mexico OCS (1998 through 2007). 2000. p. 59 - 60.

petróleo y gas costa afuera no es un enfoque nuevo. Algunos de los químicos usados son inhibidores de corrosión; fluidos claros ponderados (bromuros, cloruros, etc.); inhibidores de hidratos y parafinas; antiespumantes; disolventes (jabones, ácidos); glicol; diésel; etc. Estos productos químicos se usan generalmente para tratamientos discontinuos, inyecciones continuas de pequeño volumen y tratamientos correctivos, como operaciones de reacondicionamiento. Se requieren las hojas de datos de seguridad del material para todos los productos químicos usados en alta mar.

2.5.1 Inhibidores de Corrosión. Los inhibidores de corrosión se utilizan para proteger los componentes de acero al carbono del sistema de producción que están mojados por los fluidos producidos. La selección de materiales es un factor crítico en el diseño adecuado de un sistema de producción, que requiere información sobre la composición de los fluidos producidos (análisis de composición). La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE) tiene varios estándares de selección de materiales para ayudar con el diseño adecuado, que incluyen:

- ✓ La corrosión es un fenómeno de flujo trifásico (petróleo, gas, agua).
- ✓ Los inhibidores típicamente se inyectan en el árbol de producción, en el fondo del pozo, en colectores y tuberías, etc.
- ✓ Ejemplo de almacenamiento: tanque montado en la plataforma de 500 galones.
- ✓ La entrega sería del orden de 7500 galones por año (dependiendo de la producción, suponiendo una concentración de 50 ppm en el agua producida); pueden ser necesarias concentraciones mayores (100 ppm).
- ✓ El volumen de inhibidor de corrosión inyectado puede aumentar sustancialmente si hay un gran volumen de agua producida, una ocurrencia normal durante los últimos años de producción de muchos campos.

2.5.2 Inhibidores de Parafinas. Los inhibidores de parafina se utilizan para proteger el pozo, el árbol de producción y las tuberías de la obstrucción. La inyección de estos inhibidores químicos depende de la composición de los fluidos producidos. La inyección puede ocurrir de forma continua en el árbol, la tubería, el colector y otras áreas críticas mientras la cadena de producción está caliente, y en los tratamientos por lotes al inicio y al cierre de la producción. El contenido de cera, el punto de fluidez y otros factores se determinan antes de comenzar la producción para determinar la(s) sustancia(s) química(s) necesaria(s), y el mejor método para el tratamiento. Para un pozo de 10000 BOPD, el inhibidor de parafina podría inyectarse a una velocidad de 30000 galones por año (suficiente para asegurar una concentración de 200 ppm en la corriente de fluido producido).

2.5.3 Inhibición de Hidratos. La inhibición de hidratos normalmente se asocia con el inicio y los bloqueos (planificados o no), es decir, tratamientos por lotes. La inyección continua también se produce cuando hay enfriamiento inducido probablemente debido a estrangulamientos y enfriamiento natural de las tuberías debido a las bajas temperaturas ambientales en el fondo marino. El metanol es uno de los inhibidores de hidratos más comunes utilizados, particularmente para pozos submarinos y en regiones árticas donde el enfriamiento rápido de la corriente de fluido producido (gas y agua) puede causar la formación de hidratos. El metanol se inyecta en el árbol y, a veces, en el fondo del pozo justo arriba de la válvula de seguridad sub-superficial mientras los fluidos están calientes. Algunos desarrollos submarinos en el Golfo de México en aguas profundas inyectan metanol a tasas del 20 al 40 por ciento de la tasa de producción de agua.

3. ESTRATEGIA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FACILIDADES BÁSICAS DE SUPERFICIE EN YACIMIENTOS DE GAS COSTA AFUERA UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS

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

Entre los principales elementos a considerar en una selección de sistemas de producción costa afuera, están la unidad de plataforma flotante, el patrón de pozos y la cantidad de pozos, el sistema de amarre, el sistema de elevación, el almacenamiento y el sistema de descarga. La selección implica elegir una alternativa que satisfaga mejor los requisitos del análisis de los elementos mencionados anteriormente, las características del yacimiento de petróleo o gas y las condiciones ambientales en el sitio.³⁰

El primer paso de la estrategia es seleccionar el escenario que presente las mejores condiciones de producción y se adopte a los requerimientos que se puedan presentar en ésta.

A continuación, se muestran varios escenarios de desarrollo basados en el Campo de Gas Liwan 3-1 ubicado en el Mar del Sur de China, primer desarrollo en aguas profundas en China, además, uno de los campos con tecnologías de desarrollo más actualizadas.

³⁰ MOROOKA, C. K., & de CARVALHO, M. D. B. Evaluation of alternatives for offshore petroleum production system in deep and ultradeep water depth. In ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (pp. 655-662). American Society of Mechanical Engineers, 2011.

3.1 ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN AGUAS PROFUNDAS³¹

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

3.1.1 Escenario A. Unidad flotante de producción (FPU) + terminal en la costa. Construcción de una unidad de producción flotante (FPU) con capacidad para procesar completamente el gas a la salida de la cabeza del pozo, luego el gas procesado se impulsa y transporta a través de un gasoducto a la planta en tierra, como se muestra en la Figura 16.

3.1.1.1 Escenario A1. Pozos submarinos + unidad flotante de producción (plataforma semi-sumergible) + gasoducto submarino + terminal en la costa. Desarrollo del escenario:

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

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

³¹ FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS. Mayo, 2013. p. 1 – 2.

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

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

- ✓ Construcción de una plataforma SPAR para reemplazar la TLP en el Escenario A2.

El resto permanece igual al Escenario A2.

3.1.2 Escenario B. Unidad flotante de producción (FPU) + plataforma central de procesamiento y bombeo (BPC) + terminal en la costa. Construcción de una FPU con capacidad de procesamiento del gas para la deshidratación primaria. Una BPC, que consiste en una o más plataformas de saco, también se construye para su posterior procesamiento e impulso. Luego, el gas procesado se exporta a través de un gasoducto hasta la planta en tierra, como se muestra en la Figura 17.

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

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

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

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

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

- ✓ Construcción de una SPAR para reemplazar la TLP del escenario B2.

El resto permanece igual al Escenario B2.

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

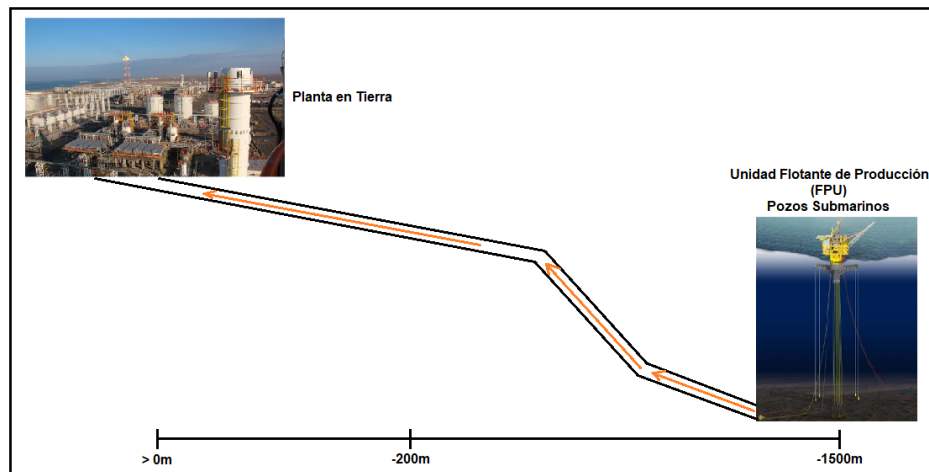
3.1.3.1 Escenario C1. Pozos submarinos + conexión o línea submarina + terminal en la costa. Desarrollo del escenario:

- ✓ La producción de los pozos submarinos se transporta directamente a través de tuberías hasta la planta en tierra para su procesamiento, como se muestra en la Figura 16.

3.1.3.2 Escenario C2. Pozos submarinos + conexión submarina + plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC) + gasoducto submarino + terminal en la costa. Desarrollo del escenario:

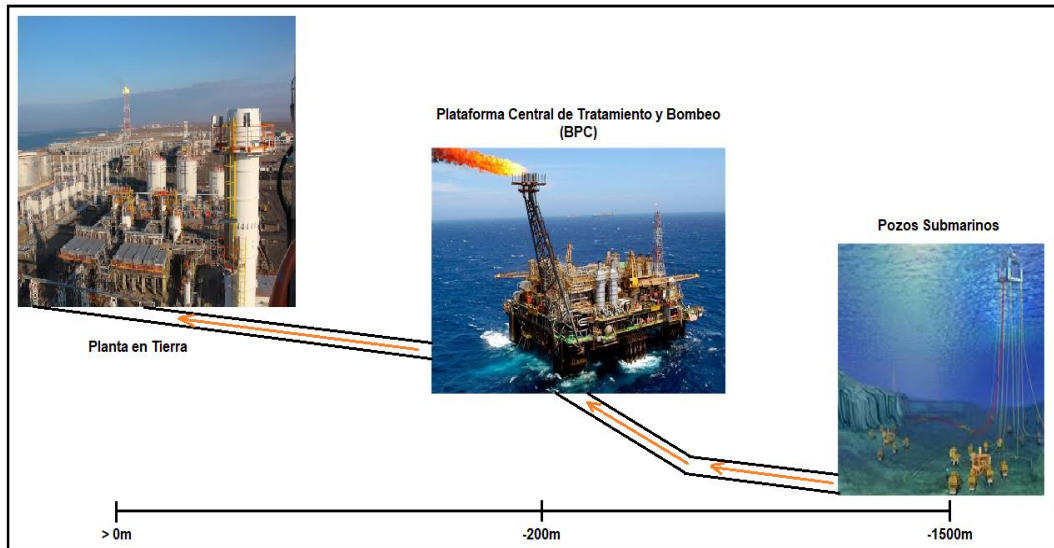
- ✓ La producción de los pozos submarinos está ligada a través de un gasoducto a la BPC para su procesamiento e impulso.
- ✓ El gas se exporta a través de un gasoducto hasta la planta en tierra, como se muestra en la Figura 17.

Figura 16. Escenarios A y C1



Fuente: elaboración propia con referencia en: FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS. Mayo, 2013. p. 3.

Figura 17. Escenarios B y C2



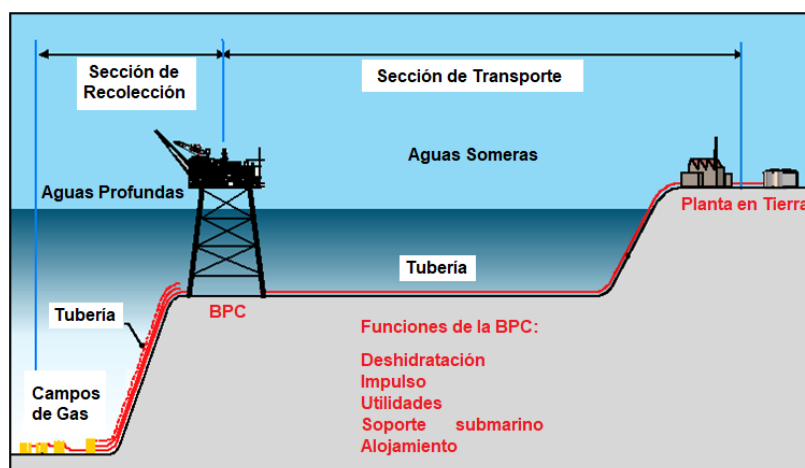
Fuente: elaboración propia con referencia en: FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS. Mayo, 2013. p. 3.

3.1.4 Plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC).³²En la Figura 18 se presenta la estación de transferencia o plataforma central de tratamiento y bombeo BPC, que puede consistir en una o más plataformas con las siguientes funciones:

- Deshidratación
- Impulso
- Utilidades
- Soporte submarino
- Alojamiento

³² Fuente: elaboración propia con referencia en: FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS. Mayo, 2013. p. 3.

Figura 18. Plataforma central de tratamiento y bombeo (BPC)



Fuente: elaboración propia con referencia en: FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS. Mayo, 2013. p. 4

Como segundo paso de la estrategia sugerida está la selección del escenario de transporte submarino de gas en campos costa afuera. Seguidamente, se presentan una serie de escenarios que pueden ser considerados para dicho transporte, dependiendo de cuál se ajuste a las condiciones del campo y pueda cumplir con los requerimientos.

3.2 ESCENARIOS PARA EL TRANSPORTE SUBMARINO DE GAS EN CAMPOS COSTA AFUERA UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS HACIA UNA PLATAFORMA EN SUPERFICIE O UNA TERMINAL EN TIERRA

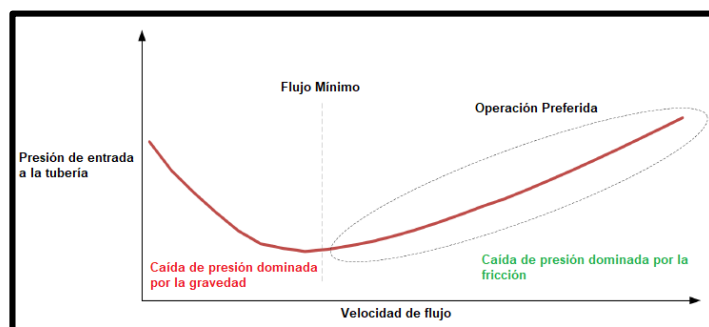
A fines de la primera década del 2000 y principios de 2010, las compañías de petróleo y gas implementaron nuevas ideas en sus estrategias y programas de exploración. Nuevos conceptos geológicos, fuertemente respaldados por imágenes sísmicas más potentes junto con capacidades computacionales crecientes. Considerando profundidades de agua de hasta 3000 m, esta estrategia permitió un fortalecimiento de los campos de gas, con una parte creciente proveniente de áreas profundas mar adentro.

Como fase inicial para el transporte de fluidos desde el centro de producción submarino hacia la costa, se identifican y categorizan las opciones que se puedan ajustar al campo submarino. Las diferentes opciones impulsarán la infraestructura en tierra necesaria y la complejidad del sistema de proceso submarino.³³

3.2.1 Opciones de transporte. Una característica importante del flujo multifásico dominado por el gas en las tuberías es el flujo mínimo necesario para mantener condiciones de operación estables. Con caudales en el rango de caída de presión dominada por la fricción, el gas barrerá efectivamente el líquido hacia adelante en la tubería. A tasas de flujo bajas, el líquido comenzará a acumularse en la tubería, y eventualmente la caída de presión hidrostática se volverá dominante; la caída de presión dominada por la gravedad aumentará con caudales más bajos, como se muestra en la Figura 19.

El flujo dominado por gravedad a menudo está relacionado con condiciones inestables de producción y slugging*, y se define un caudal mínimo para evitar el funcionamiento dentro de este rango. Los desafíos generales de flujo multifásico en largas distancias se resumen a continuación:

Figura 19. Curva de presión típica de entrada a la tubería vs velocidad de flujo para una tubería multifásica



Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 3.

³³ GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 1 – 3.

* Acumulación de agua, petróleo o condensado en un gasoducto.

- ✓ Alta caída de presión en la tubería y limitaciones máximas de tamaño de la tubería; las tuberías más grandes reducen la caída de presión, pero también conducen a un caudal mínimo más alto y limitan la operación de desconexión.
- ✓ Inyección continua de MEG para la inhibición de hidratos, que requiere una tubería para el suministro de MEG y una instalación de regeneración de MEG en tierra.
- ✓ Grandes volúmenes de MEG que se almacenan en tierra para la operación de apertura cuando el líquido se acumula en la tubería.
- ✓ Operación de cobertura, acumulación de líquido y subsiguiente aceleración que provoca sobrecargas masivas de líquidos en tierra y requiere grandes receptores de slug.*

Las alternativas en el estudio con base en aguas profundas para el transporte multifásico del gas a la costa, se identifican y categorizan en escenarios de transporte y se presentan en la Tabla 2. Estos escenarios cubren todas las opciones de transporte en las que el gas puede transportarse a la costa desde el centro de producción submarino; que van desde flujo multifásico hasta flujo monofásico. Todos los escenarios en dicha tabla se pueden combinar con refuerzo submarino cuando sea necesario.³⁴

* Pequeño volumen de fluido por lo general más denso que el lodo presente en la tubería.

³⁴ Ibid., p. 3 – 4.

Tabla 2. Resumen de Escenarios de Transporte

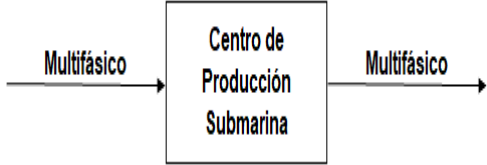
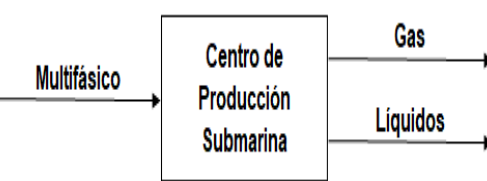
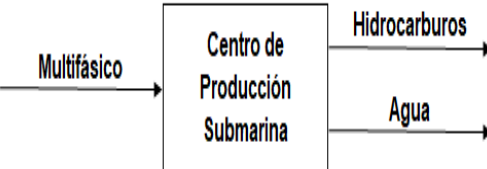
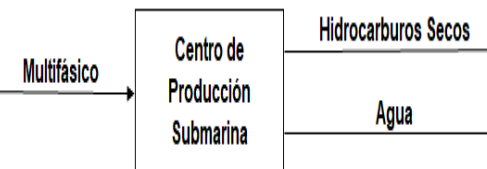
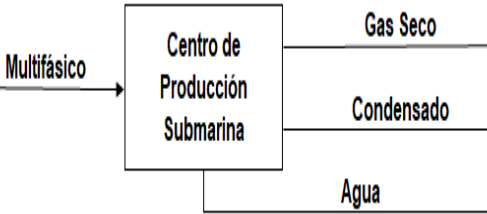
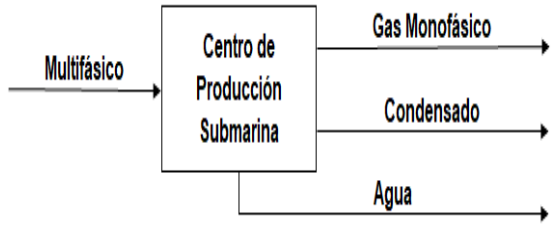
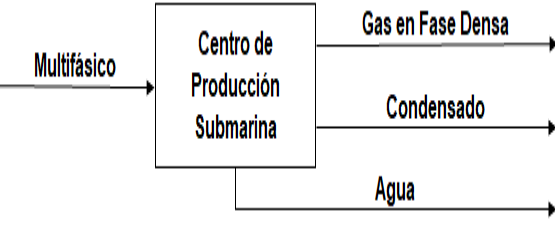
Escenario	Esquema simplificado	Descripción
Escenario 1: Transporte Multifásico a la Costa		Toda la corriente sin tratar se exporta a la costa.
Escenario 2: Separación Submarina Gas - Líquido		La corriente se separa en una fase gaseosa y una fase líquida, que se transportan por separado a la costa. El gas no está seco debido a la solución de agua e hidrocarburos en el gas.
Escenario 3: Separación Submarina Hidrocarburo - Agua		El gas y los líquidos se separan, antes de que el líquido, que consiste en condensado y agua, se separen aún más. El condensado vuelve a mezclarse con el gas y se exporta a la costa. Los hidrocarburos no están secos debido al agua disuelta en el arrastre de gas en el condensado.
Escenario 4A: Deshidratación Submarina - Mezcla de Gas y Condensado		Igual separación y mezcla de hidrocarburos que en el Escenario 3, pero tanto el gas como el condensado están deshidratados, por lo que el transporte a la costa no tiene agua presente en la tubería.
Escenario 4B: Deshidratación Submarina - Separación de Gas y Condensado		Igual separación que en el escenario 2, pero el gas está deshidratado de modo que no hay agua presente en el gasoducto

Tabla 2. (Continuación)

Escenario	Esquema simplificado	Descripción
<p>Escenario 5: Deshidratación Submarina y Control del Punto de Rocío de Hidrocarburo</p>		<p>Igual separación y tratamiento que en el Escenario 4B, pero el gas se trata adicionalmente: se extraen hidrocarburos más pesados del gas, de modo que no se condensen líquidos en la tubería de exportación. El gas se encuentra en una sola fase y no se formarán líquidos en la tubería.</p>
<p>Escenario 6: Fase Densa</p>		<p>Igual separación y tratamiento que en los Escenarios 4A o 4B, pero los hidrocarburos son transportados a la costa en una tubería que opera fuera del punto de rocío de hidrocarburo del fluido, como una fase densa.</p>

Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 4.

Con los equipos de separación submarina actualmente disponibles, se pueden separar las fases de gas libre de los líquidos y, posteriormente, liberar aceite o condensado libre de agua. Esta tecnología es la base de los Escenarios 2 y 3. Los Escenarios 4, 5 y 6 incluyen tecnología que nunca se ha expuesto antes. Estos escenarios representan una visión dentro de la industria de la fabricación de instalaciones de procesamiento submarino que pueden reemplazar las instalaciones de superficie y permitir enlaces submarinos a través de distancias muy largas.³⁵

³⁵ Ibid., p. 4.

3.2.2 Manejo del condensado submarino. El método por el cual el líquido que no sigue al gas se envía a tierra o se elimina, es una discusión separada de los escenarios de transporte. Varias soluciones para el líquido son posibles para cada uno de los escenarios de transporte en la Tabla 2 sin afectar el transporte de gas a la costa. El condensado puede manejarse de las siguientes maneras:

- ✓ Separado del agua y transportado a la costa con el gas.
- ✓ Transportado a la orilla con el agua.
- ✓ Separado del agua y transportado a la costa en una tubería separada.

Para los escenarios con separación gas - líquido, el condensado se encuentra en el punto de burbuja a la salida del separador. Al transportar el condensado a la orilla en una tubería separada o junto con el agua, se destellará extensamente después de la despresurización. Dos métodos para resolver este problema son:

- ✓ Transporte del condensado a presiones superiores a la presión de separación submarina para evitar el parpadeo.
- ✓ Estabilizar completamente el condensado submarino.

Este último se considera mucho más complejo.³⁶

3.2.3 Manejo del agua submarina. Además de las alternativas mencionadas para el manejo del condensado, el agua puede manejarse de las siguientes maneras:

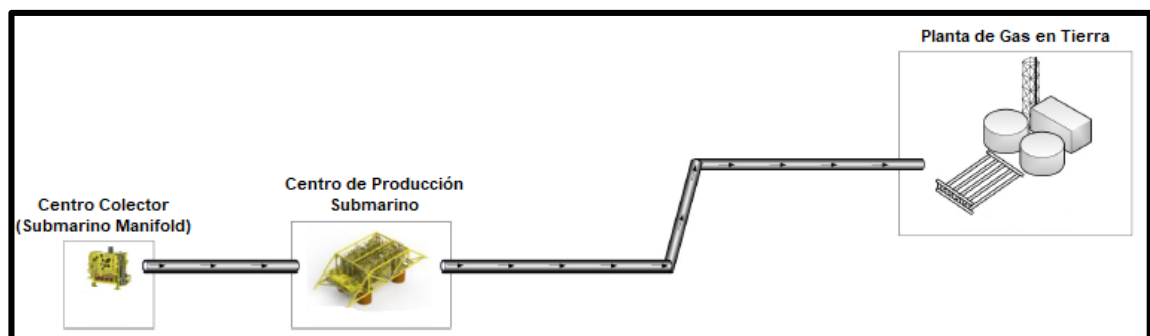
- ✓ Reinyectada en un reservorio.
- ✓ Tratada y descargada al mar.
- ✓ Transportada a la costa en una tubería separada.

³⁶ *Ibíd.*, p. 5.

Enviar agua a la costa en una tubería separada es un desafío debido al gas disuelto en el agua, que destellará en la despresurización en cantidades suficientes como para representar un riesgo de hidratación. Se necesitaría un proceso para despresurizar y separar el gas para evitar su liberación.³⁷

3.2.4 Filosofía de gestión de hidratos. La filosofía de gestión de hidratos deberá considerarse separadamente aguas arriba y aguas abajo del eje de producción submarino, esquemáticamente mostrado en la Figura 20. Por ejemplo, inyectar MEG aguas arriba del centro de producción submarino no es práctico si el centro de producción submarino tiene una separación de agua y reinyección al sistema, ya que todos los MEG se reinyectarían en el depósito y se perderían.

Figura 20. Esquema de desarrollo de campo simplificado. Los tres centros múltiples se muestran como uno para ilustrar que hay dos secciones con respecto a la filosofía de gestión de hidratos: aguas arriba y aguas abajo del centro de producción submarino



Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 6.

Las filosofías de gestión de hidratos para la tubería multifase, entre el centro del colector y el centro de producción submarino, pueden ser:

- ✓ Inyección de MEG.
- ✓ Inyección de inhibidor de hidrato de dosis baja (LDHI).
- ✓ Control de temperatura (calefacción y/o aislamiento).

³⁷ Ibid., p. 4.

Las filosofías de gestión de hidratos para la tubería que contiene el gas, entre el centro de producción submarino y la costa, pueden ser:

- ✓ Inyección de MEG.
- ✓ Inyección LDHI.
- ✓ Control de temperatura (calefacción y/o aislamiento).
- ✓ Deshidratación submarina.

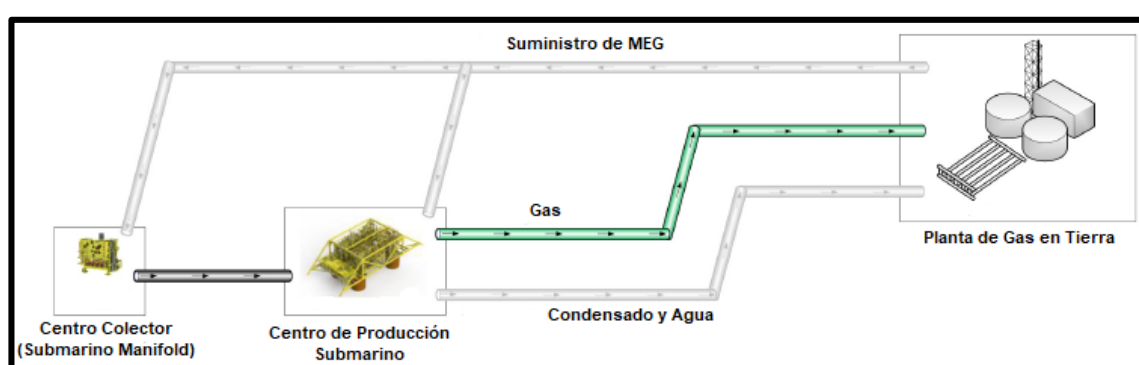
La deshidratación sólo se considera en el centro de producción submarina y, por lo tanto, es solo una filosofía de hidratos para las tuberías aguas abajo del centro de producción submarina.

Los inhibidores de hidrato de dosis baja generalmente se dividen en dos categorías; Inhibidores de Hidrato Cinético (KHI) y Anti Aglomerantes (AA). Los KHI retrasan el proceso de formación de hidratos, y son aplicables para campos donde solo una pequeña porción de la tubería está operando por debajo de la temperatura de formación del hidrato. Los KHI generalmente no son aplicables para enlaces submarinos de larga distancia donde la mayoría de la tubería está en aguas frías profundas, y requiere una estrategia adicional para situaciones de cierre. Los AA causan que los hidratos se formen como cristales más pequeños que no se unen. Al usar AA, se debe asegurar de que haya suficiente líquido para suspender las partículas de hidrato sólido. Las propiedades de transporte del fluido cambiarán cuando se utilizan AA, y las simulaciones de flujo multifásico se vuelven más complejas.³⁸

³⁸ Ibid., p. 5 – 6.

3.2.5 Descripción de escenarios de transporte.³⁹El Escenario 1. Es el punto de partida para el desarrollo de los escenarios siguientes. El Escenario 2, reducirá la caída de presión en la tubería a la costa, requerirá la instalación de al menos una tubería adicional para los líquidos y tubería para las líneas de suministro de MEG que se muestran en la Figura 21. Si el condensado y el agua se transporta a la orilla, o el agua se reinyecta, no afecta el transporte del gas a la costa.

Figura 21. Esquema del Escenario 2



Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 6.

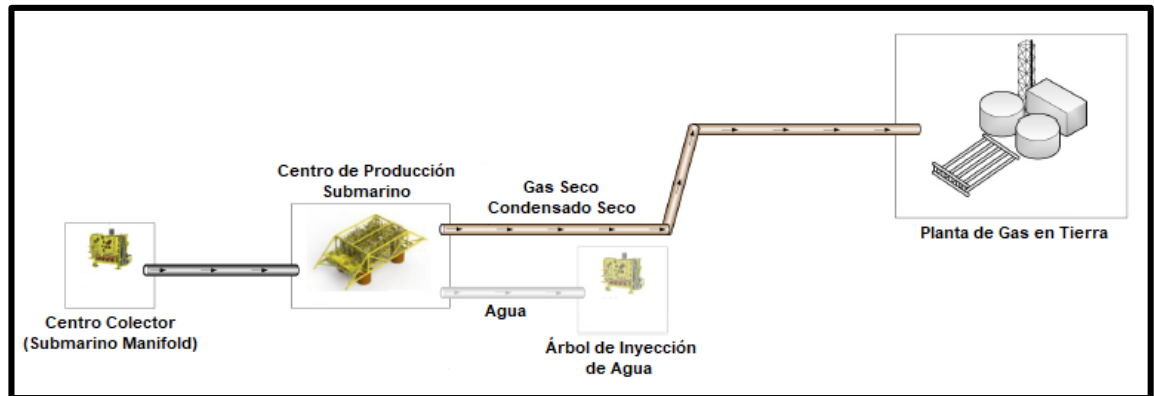
Los Escenarios 4A y 4B representan la próxima generación de procesamiento submarino: deshidratación de gas submarino. Un proceso de eliminación de agua del gas en el fondo del mar puede excluir la necesidad de todo el sistema de MEG actualmente utilizado para los enlaces submarinos de larga distancia. En estos sistemas de proceso submarinos, el punto de rocío del gas se reducirá lo suficiente como para garantizar que no se formen agua o hidratos líquidos en la tubería hasta la costa, y con ello se evitará la corrosión y la obstrucción de hidratos. Los hidrocarburos líquidos podrán condensarse fuera del gas.

En el Escenario 4A, el gas y el condensado se separarán, se procesarán y se mezclarán de nuevo en el centro de producción submarino antes de ser exportados a la costa como un fluido seco de múltiples fases, sin agua ni MEG.

³⁹ *Ibíd.*, p. 7 - 10

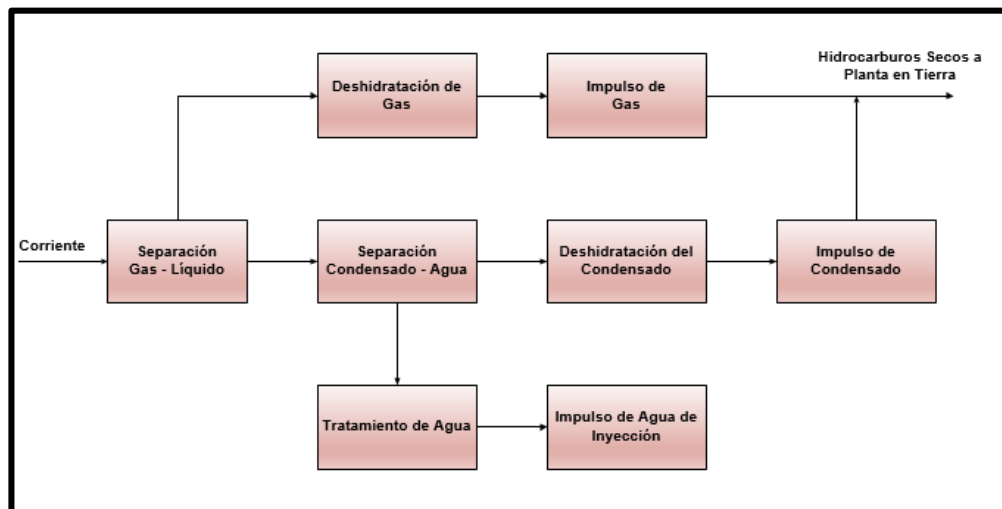
La Figura 22 muestra un esquema de alto nivel del Escenario 4A, mientras que la Figura 23 presenta un diagrama de bloques del sistema de proceso necesario.

Figura 22. Esquema del Escenario 4A



Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 8.

Figura 23. Diagrama de bloques del sistema de proceso necesario para el Escenario 4A

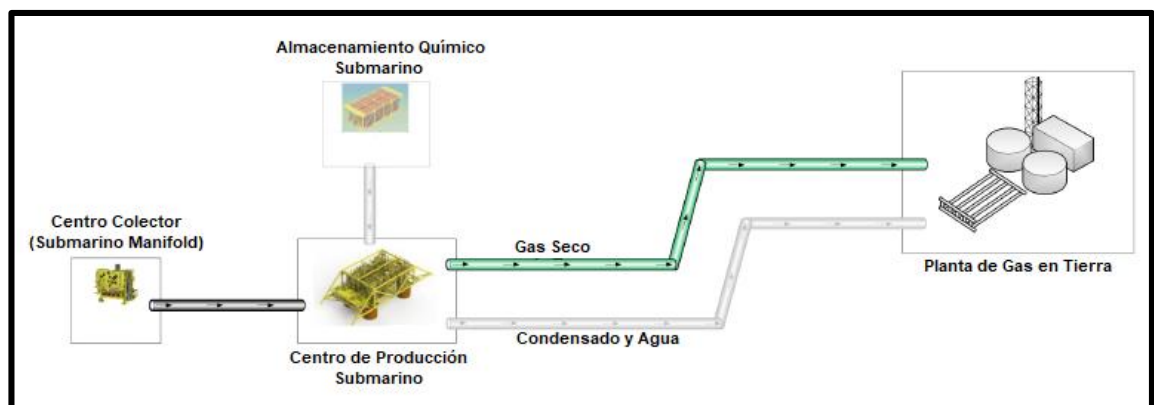


Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 9.

Además de la deshidratación del gas, el sistema de proceso submarino requerido para el Escenario 4A tendrá que incluir la deshidratación del condensado, es decir, eliminar el agua del condensado. La deshidratación del condensado se puede hacer separando primero el agua libre, generalmente por separación por gravedad con la ayuda de la electrocoagulación, antes de que el condensado se seque en un contactor con un gas de extracción seco. El gas de arrastre puede extraerse del sistema de deshidratación de gas y debe recircularse nuevamente en el proceso.

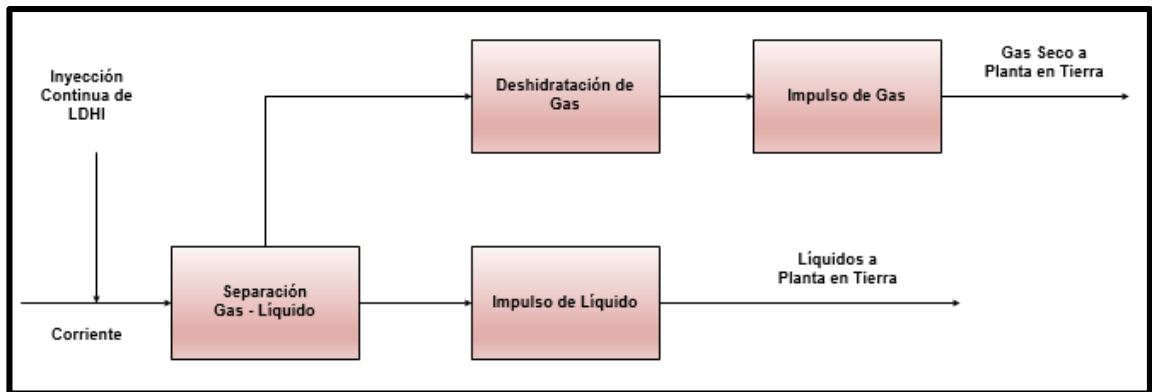
En el Escenario 4B, el condensado se separa del gas en el centro de producción submarino y no se mezclará antes de exportarse a la costa, lo que conducirá a que haya aún menos líquido ingresando al gasoducto en comparación con el Escenario 4A. Los resultados son una menor acumulación de líquido y caída de presión a costa de una tubería adicional. En la Figura 24 se muestra un esquema de alto nivel del escenario 4B, mientras que en la Figura 25 se muestra un diagrama de bloques del sistema de proceso necesario.

Figura 24. Esquema del Escenario 4B



Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 9.

Figura 25. Diagrama de bloques necesario para el Escenario 4B



Fuente: GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS. Mayo, 2015. p. 10.

En su configuración de proceso más simple, el agua y el condensado del Escenario 4B se transportan juntos en una tubería a la costa, operando por encima del punto de burbuja del condensado. El Escenario 4B tendrá beneficios limitados en comparación con el Escenario 2 si el inhibidor de hidrato elegido para la línea de líquido es MEG. El uso de un AA - LDHI simplificaría la interfaz del Escenario 4B a la costa, especialmente si el AA - LDHI pudiera almacenarse en el subsuelo. Combinar el uso de AA - LDHI, el almacenamiento de productos químicos submarinos y una tubería de líquido a la costa, con una presión de operación de tubería por encima del punto de burbuja de los líquidos, simplificará el sistema de proceso del Escenario 4B en comparación con el Escenario 4A.

El escenario 5 es muy similar al escenario 4B, con un paso adicional de procesamiento de gas: control de punto de rocío de hidrocarburo. Los hidrocarburos líquidos se condensarán en la tubería en el Escenario 4B cuando la temperatura desciende por debajo del punto de rocío de hidrocarburo, y el tamaño máximo de la tubería está limitado por el flujo mínimo como con cualquier otra tubería multifásica. Cuando los hidrocarburos pesados en el gas se eliminan en el subsuelo, el punto de rocío de hidrocarburo se suprime para que no se condensen líquidos en el gasoducto a la orilla. Esto hace que el gasoducto sea una verdadera tubería monofásica y ya no esté sujeto a los desafíos del flujo multifásico.

El escenario de transporte final se conoce como fase densa. Esta fase se basa en transportar el gas por encima del punto de rocío de hidrocarburo en lugar de hacer su control para retener un fluido de una sola fase. El sistema sería idéntico al del Escenario 4A o 4B, pero requerirá una presión de exportación y presión de diseño de la tubería mucho más alta.

3.2.6 Criterios para la selección de escenarios.⁴⁰A continuación, se presentan algunos de los criterios a considerar en el momento de seleccionar un escenario para producción:

- ✓ Mercado de venta de gas y tasa de producción.
- ✓ Selección de la ubicación para la plataforma de aguas poco profundas.
- ✓ Selección de la ubicación para la planta de gas en tierra.
- ✓ Aseguramiento de flujo desde pozos submarinos a instalaciones de superficie.
- ✓ Programa de inversión y desarrollo.
- ✓ Desarrollo de futuros campos vecinos.

El tercer y último paso de la estrategia es seleccionar las facilidades de superficie para la producción de gas que mejor se ajusten al campo y a los escenarios seleccionados, con el fin de tener una producción óptima, segura y que sea eficiente con los requerimientos tanto del ambiente como del mercado.

A continuación, se presenta una descripción de las facilidades de superficie para el tratamiento y procesamiento de petróleo y gas usado en el Golfo de México y en el Mar del Norte.

⁴⁰ WEIQIANG Liu. Overview of Liwan 3-1 Deepwater Subsea Tieback Gas Development [en línea]. PDF. [Revisado 24 de Julio de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.uschinaogf.org/Forum13/pdf/01-03-CNOOC-EN>

3.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA EL MANEJO DE FLUIDOS EN INSTALACIONES COSTA AFUERA UBICADAS EN AGUAS PROFUNDAS

El Golfo de México y el Mar del Norte son grandes arenas de producción marina bien establecidas. Se pueden usar para proporcionar un contexto histórico y actuar como puntos de referencia. Los conceptos discutidos son aplicables a todas las regiones de producción costa afuera en el mundo.⁴¹

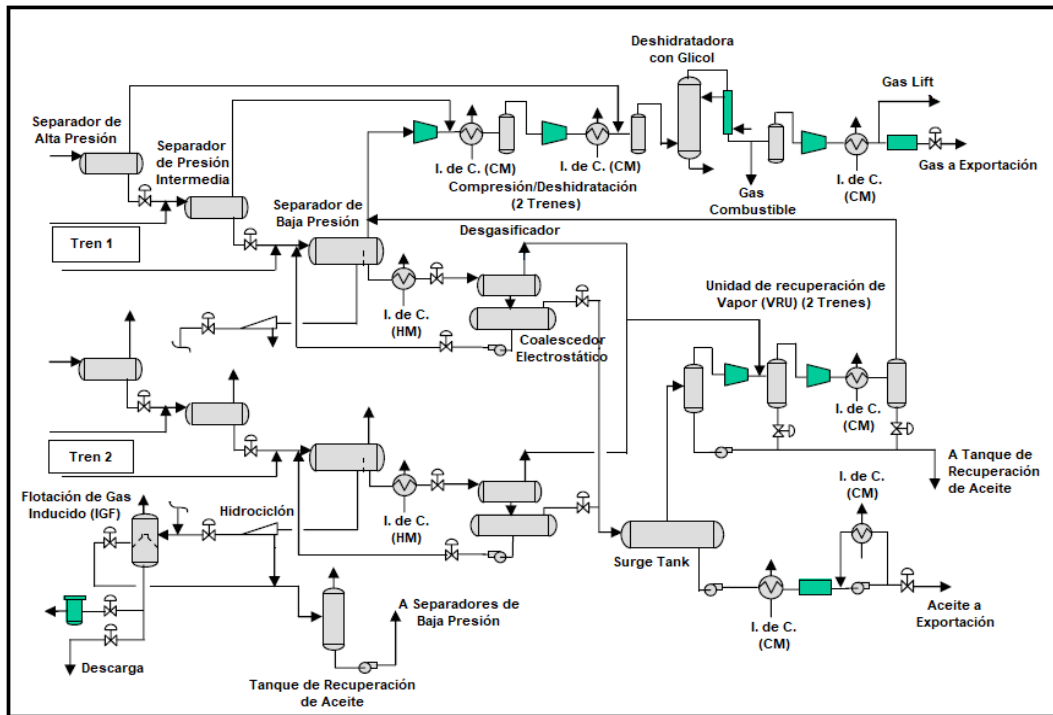
3.3.1 Golfo de México (GoM).⁴²En el GoM, el gas asociado producido es solamente deshidratado en una unidad de absorción con trietilenglicol (TEG) antes de la exportación.

La Figura 26 muestra un PFD para una plataforma típica de petróleo en aguas profundas del GoM. Este PFD es representativo de las plataformas que se están construyendo actualmente.

⁴¹ Bothamley, Mark., SPE, Campbell, John M., & Company. Offshore processing options for oil platforms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Enero, 2004. p. 1.

⁴² Ibid., p. 2.

Figura 26. Plataforma petrolera típica del GoM ubicada en aguas profundas



Fuente: Bothamley, Mark., SPE, Campbell, John M., & Company. Offshore processing options for oil platforms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Enero, 2004. p. 12.

En la Tabla 3 se presenta un resumen de las principales características de las plataformas del GoM ubicadas en aguas profundas.

Tabla 3. Características típicas de las plataformas petroleras del GoM

	Plataformas Ubicadas en Aguas Profundas en el GoM
Flujo de Aceite (BOPD)	50000 – 250000
Flujo de Gas (MMSCFD)	50 – 400
Flujo Individual de Pozo (BOPD)	10000 – 35000
Temperatura de Flujo de Cabeza de Pozo (°F)	110 – 200
Número de Trenes de Separación	1 – 2
Número de Etapas	3 – 5
Proceso de Deshidratación	TEG; Regeneración Mejorada
Contenido de Agua en Gas a Exportación (lb/MMSCF)	2 – 4
Presión de Exportación de Gas (psig)	1500 - 3000
Contenido de Agua en el Aceite a Exportación (%V/V)	< 1
RVP del aceite a Exportación (psi)	< 11
Presión de Exportación del Aceite (psig)	1500 – 3000
Medio de Calentamiento del Proceso	Aceite Caliente
Medio de Enfriamiento del Proceso	Aire/Agua
Equipo de Compresión	Tornillo/Centrífugo
Equipo de Tratamiento del Agua de Producción	Hidrociclones/IGF
Instalaciones de Inyección de Agua	Común

Fuente: Bothamley, Mark., SPE, Campbell, John M., & Company. Offshore processing options for oil platforms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Enero, 2004. p. 9.

3.3.2 Mar del Norte.⁴³El Mar del Norte puede subdividirse en 3 regiones principales:

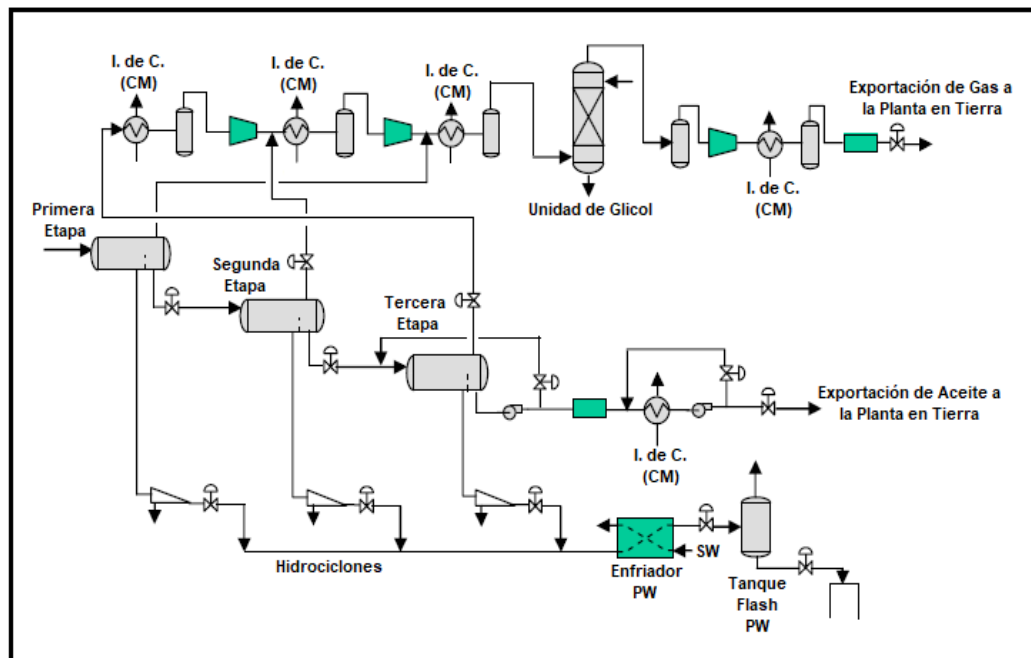
- ✓ El Sur del Mar del Norte (SNS): casi toda la producción de gas.
- ✓ El Mar del Norte Central (SNC): principalmente producción de petróleo, pero también varios campos de condensado y gas.
- ✓ El Norte del Mar del Norte (NNS), principalmente producción de petróleo, pero también varios campos de gas y condensado.

⁴³ Ibid., p. 2 – 3.

Al igual que en el Golfo de México, el procesamiento de gas asociado en el Mar del Norte generalmente se limita a la deshidratación con trietilenglicol, aunque también hay varias instalaciones que realizan el control del HCDP y la recuperación de LGN costa afuera.

El gas asociado de estos campos generalmente se entrega a las terminales en tierra a través de un número relativamente limitado de grandes sistemas de gasoductos. La Figura 27 muestra un PFD para una plataforma típica del Mar del Norte CNS/NNS.

Figura 27. Plataforma Petrolera Típica del Mar del Norte



Fuente: Bothamley, Mark, SPE, Campbell, John M., & Company. Offshore processing options for oil platforms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Enero, 2004. p. 14.

En la Tabla 4 se presenta un resumen de las principales características de una plataforma petrolera del Mar del Norte.

Tabla 4. Características Típicas de las Plataformas el Mar del Norte

	Mar del Norte
Flujo de Aceite (BOPD)	50000 – 250000
Flujo de Gas (MMSCFD)	50 – 300
Flujo Individual de Pozo (BOPD)	10000 – 25000
Temperatura de Flujo de Cabeza de Pozo (°F)	150 – 230
Número de Trenes de Separación	1 – 2
Número de Etapas	1 – 3
Proceso de Deshidratación	TEG, Regeneración Mejorada
Contenido de Agua en Gas a Exportación (lb/MMSCF)	2 – 4
Presión de Exportación de Gas (psig)	2000 – 2700
Contenido de Agua en el Aceite a Exportación (%V/V)	< 2
RVP del aceite a Exportación (psi)	< 150
Equipo de Compresión	Centrífugo
Equipo de Tratamiento del Agua de Producción	Hidrociclones/Desgasificador
Instalaciones de Inyección de Agua	Común

Fuente: Bothamley, Mark, SPE, Campbell, John M., & Company. Offshore processing options for oil platforms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Enero, 2004. p. 9

A continuación, se presentan los aspectos claves en las facilidades de superficie que se dan en el tratamiento y procesamiento típico del gas en una plataforma costa afuera.

3.4 RELACIÓN DE GAS Y PETRÓLEO EN CAMPOS COSTA AFUERA

Los altos volúmenes de producción de gas en relación con el petróleo, es decir, alta producción de GOR, aumentarán el tamaño y el costo de los equipos de manipulación de gas en la plataforma, en particular la compresión. El objetivo será el de separar la mayor cantidad posible de gas a una presión lo más alta posible, equilibrada con el rendimiento del flujo de entrada y la recuperación final.⁴⁴

3.5 SISTEMAS DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Desde mediados de los 80, la mayoría de las plataformas en todo el mundo han estado utilizando hidrociclones como su principal equipo para el tratamiento del agua de producción. Inicialmente, se instaló un recipiente de desgasificación simple aguas abajo de los hidrociclones. Este sigue siendo el sistema de tratamiento más común en el Mar del Norte. En otras partes del mundo, incluido el GoM en aguas profundas, el recipiente de desgasificación simple ha sido reemplazado por una unidad de flotación inducida por gas (IGF) en los últimos años. Este cambio se debe principalmente a la incapacidad de la combinación de hidrociclón/desgasificador para lograr consistentemente las especificaciones requeridas de descarga en el agua, a menudo en el rango 40 - 50 ppmw (42 ppmw máximo/29 ppmw promedio, en el GoM). En el Mar del Norte, la combinación de hidrociclón/desgasificador puede alcanzar fácilmente la especificación actual de 40 ppmw con muchas plataformas que alcanzan valores por debajo de los 20 ppmw de aceite en agua.⁴⁵

⁴⁴ Ibid., p. 4.

⁴⁵ Ibid., p. 6 – 7.

Para cumplir con los requerimientos de vertimientos exigidos en cada zona de producción costa afuera, los sistemas de tratamiento de agua incluyen una serie de etapas y un variado número de tecnologías. Los principios básicos de funcionamiento que se usan en el tratamiento del agua de producción son la separación gravitacional, coalescencia, flotación, extracción y filtración.⁴⁶

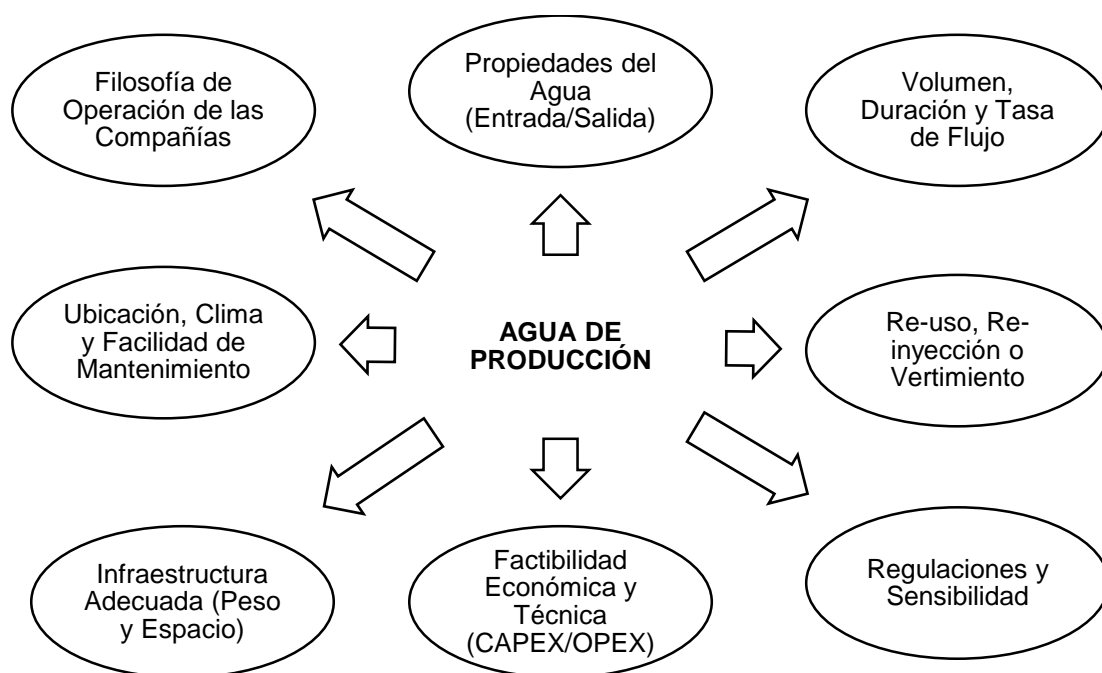
Los estándares que rigen el manejo de las actividades desarrolladas en los campos offshore, son una combinación de las BAT (Best Available Technology) y las BEP (Best Environmental Practices), ya que son esenciales tanto para prevenir como reducir daños que se puedan causar por contaminación. Las BAT se enfocan principalmente en la selección de la mejor tecnología disponible que pueda alcanzar los índices de vertimiento requeridos en cada país. Igualmente, las BEP apuntan a la creación y aplicación de medidas y estrategias de control ambiental.⁴⁷

La Figura 28 presenta una serie de consideraciones a tener en cuenta en la selección de los sistemas para el tratamiento del agua de producción.

⁴⁶ GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas Y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 15(2), 2017. p. 96 – 97.

⁴⁷ *Ibíd.*, p. 97.

Figura 28. Consideraciones a tener en cuenta en la selección de los sistemas de tratamiento de agua en operaciones offshore



Fuente: GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas Y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 15(2), 2017. p. 99.

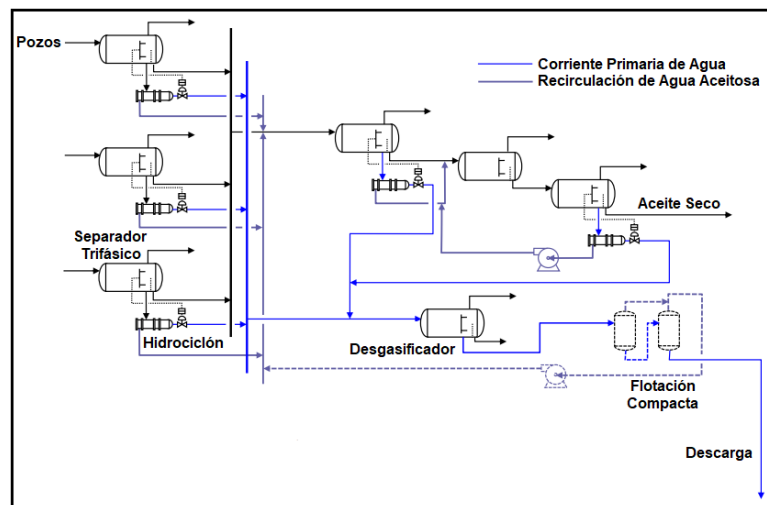
A continuación, se presentan las distintas tecnologías que se encuentran disponibles para el tratamiento del agua de producción.

En la Figura 29 se muestra las facilidades para el tratamiento en el Mar del Norte, el cual consiste en una entrada de calor si es necesaria, seguido de una primera etapa de separadores trifásicos. El agua de producida es separada de la primera etapa con suficiente presión y tratada a través de sistemas de hidrociclones, desgasificadores y en algunos casos unidades de pulido como el sistema de flotación compacta.⁴⁸

⁴⁸ GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Op.Cit., p. 100.

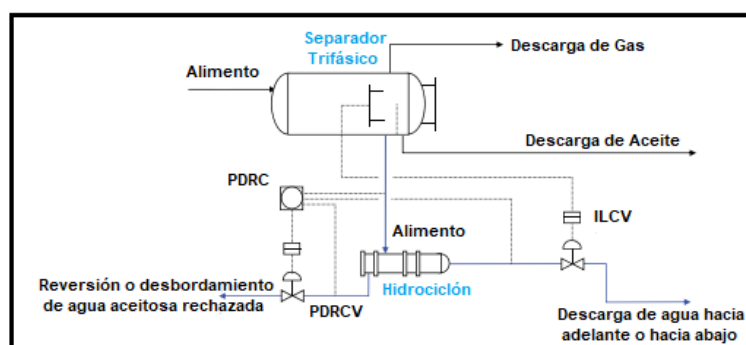
El flujo del proceso en el Mar del Norte implica separadores trifásicos equipados con hidrociclones. Estos separadores proporcionan dos etapas de separación aceite/agua corriente arriba del efecto de cizallamiento de la válvula de control de interfaz en el recipiente de separación por gravedad seguido de una intensa separación centrípeta en el hidrociclón. La configuración se muestra en la Figura 30.⁴⁹

Figura 29. Sistema de tratamiento de agua convencional del Mar del Norte



Fuente: Walsh, J. M. Produced-Water-Treating Systems: Comparison of North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. Oil and Gas Facilities, 4(02), 73-86. 2015. p. 74.

Figura 30. Separador trifásico típico del Mar del Norte equipado con un hidrociclón

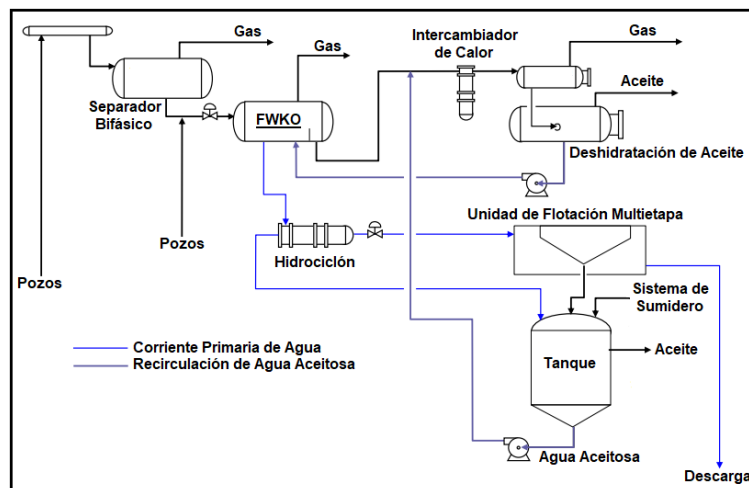


Fuente: Walsh, J. M. Produced-Water-Treating Systems: Comparison of North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. Oil and Gas Facilities, 4(02), 73-86. 2015. p. 75.

⁴⁹ WALSH, J. M. Produced-Water-Treating Systems: Comparison of North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. Oil and Gas Facilities, 4(02), 73-86. 2015. p. 75.

La Figura 31 muestra un sistema típico de tratamiento de agua del Golfo de México, el cual consiste en una o dos etapas de separación, seguido de una separación trifásica. El agua producida es separada hacia el final del proceso a baja presión de operación. El agua producida es procesada a través de un hidrociclón seguido de una unidad horizontal de flotación multi-etapas.⁵⁰ El flujo del proceso en el Golfo de México en aguas profundas implica una combinación de separadores de dos fases y separadores trifásicos. Estos separadores proporcionan una separación inicial de aceite/agua corriente arriba de la válvula de control de interfaz. La configuración se muestra en la Figura 32.⁵¹

Figura 31. Sistema de tratamiento de agua convencional del Golfo de México

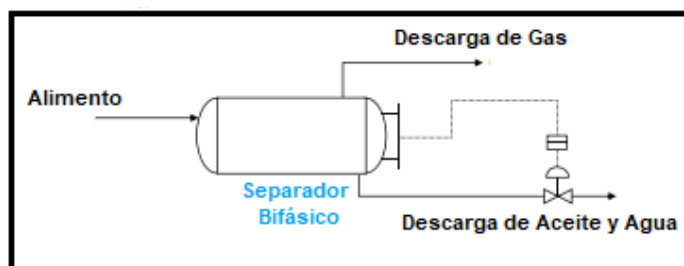


Fuente: Walsh, J. M. Produced-Water-Treating Systems: Comparison of North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. Oil and Gas Facilities, 4(02), 73-86. 2015. p. 74.

⁵⁰ GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Op.cit., p. 100.

⁵¹ WALSH, J. M. Op.cit., p. 75.

Figura 32. Separador bifásico utilizado en el Golfo de México típico de aguas profundas. El aceite y el agua se descargan a través de una boquilla y una línea de flujo común. Ambos fluidos se cortan debido a la válvula de control de nivel

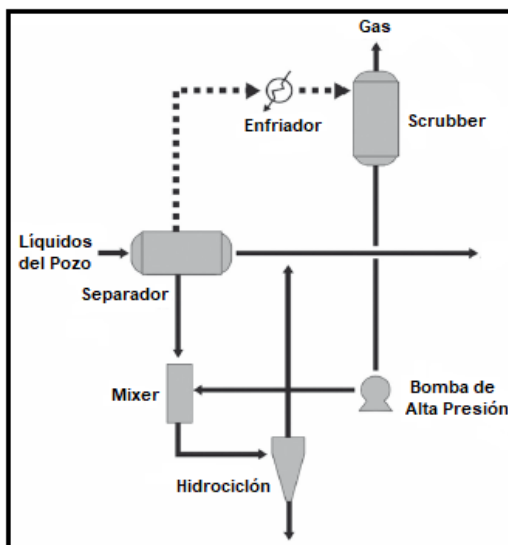


Fuente: Walsh, J. M. Produced-Water-Treating Systems: Comparison of North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. Oil and Gas Facilities, 4(02), 73-86. 2015. p. 75.

Otras de las tecnologías empleadas en el proceso para tratar el agua de producción en campos offshore es el C-Tour, el cual es un sistema basado en la extracción de hidrocarburos del agua usando gas condensado, normalmente extraído del scrubber. El gas condensado actúa como un solvente de extracción donde el aceite tendrá una alta afinidad a este condensado. El condensado y el aceite forman gotas grandes y de baja densidad que son fácilmente removidas por un hidrociclón. La eficiencia del proceso de extracción dependerá de la composición del condensado. Igualmente, el condensado depende de la presión de operación y temperatura del scrubber. Este proceso es eficiente ya que permite remover altos contenidos de HPAs entre 80 y 85%, una eficiencia de remoción de fenoles y BTEX entre 30 y 35% y un 40% de remoción en inhibidores de corrosión. El C-Tour llega a un nivel de remoción de aceites y grasas menor de 5 mg/L. Además, promete una reducción del FIA de más del 80%.⁵² La Figura 33 muestra el diagrama de una unidad C-Tour.

⁵² GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Op.cit., p. 101.

Figura 33. Diagrama de un sistema C-Tour

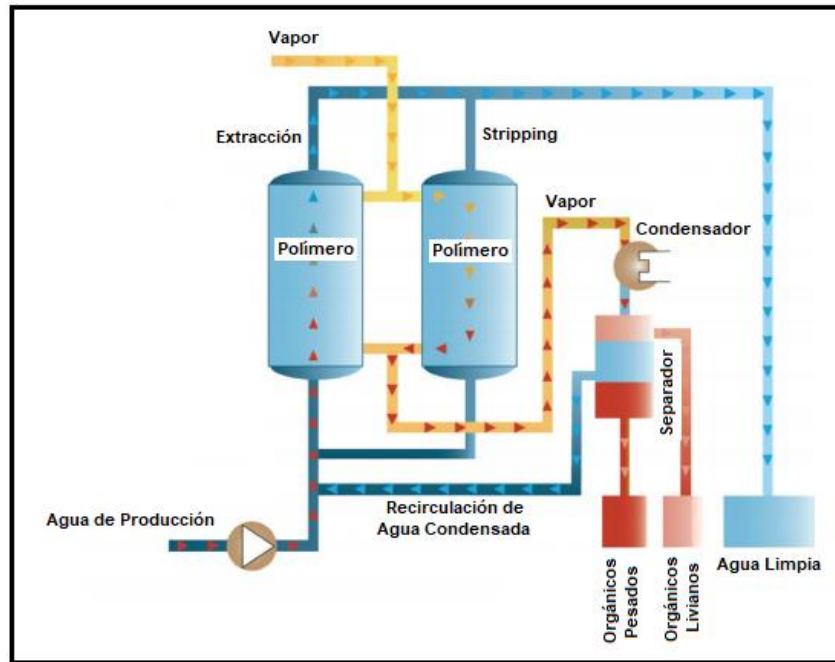


Fuente: GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas Y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 15(2), 2017. p. 102.

De otro lado, la tecnología MPPE (Macro Porous Polymer Extraction) es un proceso de extracción donde el agua de producción es pasada a través de una columna con partículas empacadas del MPPE. Las partículas son perlas de polímero poroso que contienen un líquido de extracción específico. El líquido de extracción remueve los componentes hidrocarburos del agua de producción. El agua purificada puede ser reusada o descargada. El MPPE reduce los hidrocarburos disueltos y dispersos con una eficiencia de hasta 99%, removiendo los BTEX y los HPAs, llegando a un nivel de remoción de aceites y grasas menor de 1 mg/L. Además, remueve metales pesados como el mercurio. Ofrece una eficiencia de remoción del 50% en cuanto algunos productos químicos como los inhibidores de corrosión y surfactantes.⁵³ La Figura 34 muestra el diagrama de una unidad MPPE.

⁵³ Ibid., p. 102.

Figura 34. Diagrama de una unidad MPPE



Fuente: GARCÍA REYES, J. S., HERRERA VELASCO, S. L., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas Y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 15(2), 2017. p. 102.

3.6 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL EN CAMPOS OFFSHORE

La mayoría de las plataformas petroleras, independientemente de su ubicación, limitan el procesamiento del gas a la deshidratación solamente, y la gran mayoría de estas utilizan unidades de trietilenglicol. El contenido de agua típico del gas seco se encuentra en el rango de 2.5 a 7 libras de agua/MMSCF, dependiendo de los requerimientos del contrato de gas tubería/ventas, o los requisitos de evasión de hidratos.⁵⁴ La Figura 35 presenta el proceso de deshidratación del gas natural utilizando como solvente trietilenglicol en campos de gas offshore.

⁵⁴ Bothamley, Mark., SPE, Campbell, John M., & Company. Op.Cit., p. 7.

La selección del controlador del compresor varía. Para las plataformas más grandes que utilizan compresores centrífugos de alta capacidad/potencia, los motores de turbina de gas son probablemente los más comunes. El uso de motores eléctricos para conductores combinado con una instalación central de generación de energía también es un acuerdo cada vez más común que a menudo tiene beneficios con respecto a disponibilidad, distribución de plataforma y emisiones ambientales, aunque esta opción generalmente es más adecuada para instalaciones más grandes. Los motores de gas a menudo se han usado para impulsar compresores alternativos y bombas en plataformas más pequeñas.⁵⁵

3.8 PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO (HCDP) – RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)

La recuperación de hidrocarburos líquidos en plataformas petroleras costa afuera es relativamente rara. Existen plataformas petroleras equipadas con expansión Joule-Thomson, refrigeración mecánica y turbo-expansores para la recuperación de líquidos, principalmente en el Mar del Norte. En el GoM, la mayor parte de la infraestructura de recolección/transmisión de gas costa afuera está diseñada para manejar gas deshidratado pero húmedo con hidrocarburos más pesados. Los líquidos se manejan típicamente en instalaciones ubicadas en aguas poco profundas o en tierra.⁵⁶

⁵⁵ Ibid., p. 7.

⁵⁶ Ibid., p. 8.

4. ESCENARIOS DE APLICACIÓN PROPUESTOS DE LA ESTRATEGIA PLANTEADA PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN EL POZO ORCA-1 UBICADO EN AGUAS PROFUNDAS DEL CARIBE COLOMBIANO

Colombia, al igual que muchos de los países en la actualidad, ha presentado interés en la explotación de los recursos hidrocarburíferos costa afuera.

En Colombia, el offshore se proyecta como la mejor opción para tener una fuente de suministro de gas a largo plazo cuando las reservas que se tienen costa adentro empiecen a disminuir.⁵⁷

4.1 ACTUALIDAD DEL OFFSHORE COLOMBIANO

En los años recientes, Colombia reactiva sus actividades de desarrollo para la producción de hidrocarburos mar adentro. Estas actividades de exploración le han permitido al país aumentar sus reservas tanto de crudo como de gas y tener a futuro una estabilidad energética.⁵⁸ En la actualidad Colombia cuenta con un total de 33 áreas disponibles offshore en el Caribe y un total de 12 áreas disponibles offshore en el pacífico.⁵⁹ De esas áreas hasta el día de hoy, Colombia cuenta con 4 avisos de descubrimientos de gas mar adentro (Tabla 5). En la Figura 36 se presentan los pozos exploratorios que se han perforado en Colombia entre los años 2014 – 2017 a nivel offshore.

⁵⁷ ECHEVERRY, Juan Carlos. Ecopetrol Frente a la Industria Petrolera, Perspectivas de Mediano y Largo Plazo [en línea]. Octubre 2016. PDF. p.22 [Revisado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.congresoacp.com/congreso2016/presentaciones/5.%20Quinto%20sesi%C3%B3n.%20Juan%20Carlos%20Echeverry>

⁵⁸ 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. 8.

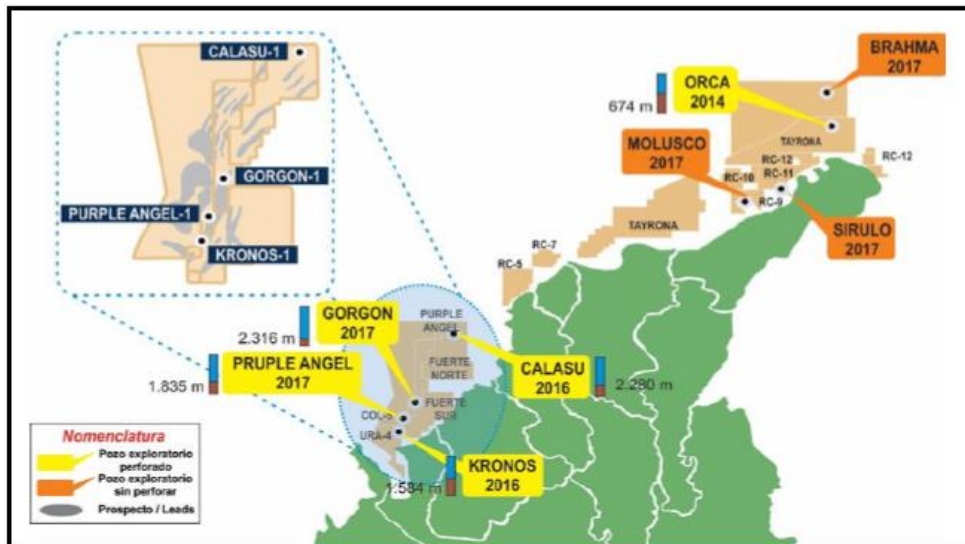
⁵⁹ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos Colombiano [en línea]. Octubre 2016. PDF. p. 12-13. [Revisado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore>

Tabla 5. Descubrimientos de gas mar adentro en el Caribe colombiano

Nombre pozo	Fecha TD	Presentación A.D
Orca-1	24-sep-14	22-ene-15
Kronos-1	3-ago-15	3-dic-15
Purple Angel-1	24-feb-17	14-jun-17
Gorgon-1	10-abr-17	19-jun-17

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Prospectiva de Gas Natural del País “El reto de la Potencialidad a las Reservas” [en línea]. Octubre 2017. Recuperado en 2018-09-06. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore.pdf>

Figura 36. Pozos explorados en Colombia en regiones costa afuera, perforados entre los años 2014-2017

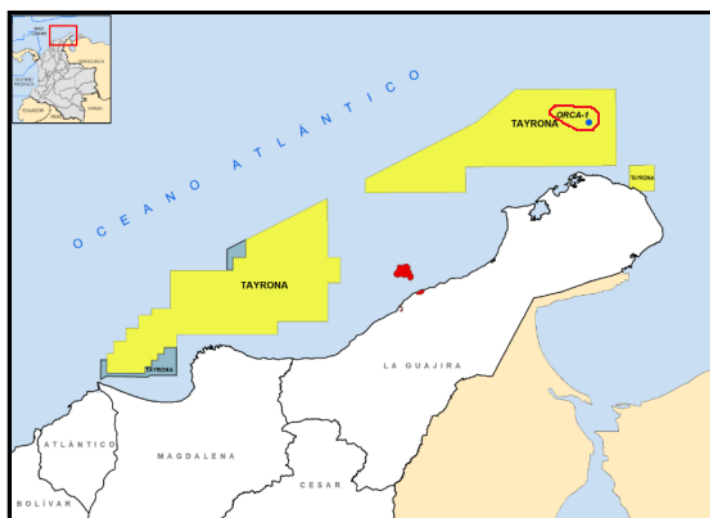


Fuente: VARGAS, B. H., RADA, A. M., & CABARCAS, M. E. Transporte de gas en fase densa para el desarrollo de campos en aguas ultra-profundas del Caribe Colombiano, 2017. p. 8.

4.2 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, en el bloque Tayrona, en aguas profundas del Caribe colombiano. El pozo Orca-1 fue el primer gran descubrimiento en aguas profundas ubicadas en el caribe colombiano en el 2014 y el segundo en el mar caribe del país, después de Chuchupa, que fue descubierto hace más de 40 años atrás.⁶⁰ Este hallazgo de gas se posesionó como el más importante en Latinoamérica en dicho año (Figura 37).

Figura 37. Ubicación del pozo Orca-1 en el bloque Tayrona



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos Colombiano [en línea]. Recuperado en 2018-09-06. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore.pdf>. p. 14.

El pozo Orca-1 fue perforado en el Bloque Tayrona, bloque este derivado del primer contrato otorgado en el 2004 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la exploración en el Caribe Colombiano.

⁶⁰ Ibid. p. 14.

El pozo alcanzó la profundidad esperada de 13.910 pies (4.240 metros), con una lámina de agua de 2.211 pies (674 metros). La Figura 38 presenta la prueba del hallazgo de gas natural en el pozo, DST (Drill Stem Test) exitoso y conclusivo en la confirmación del hallazgo de la acumulación de gas natural en reservorios de areniscas de edad Oligoceno a una profundidad de 12.000 pies (3.657 metros). El pozo Orca-1 tiene como empresas operadoras a Petrobras, con una participación de 40%, en asociación con Ecopetrol (30%), Repsol (20%) y Statoil (10%).⁶¹

Figura 38. Confirmación del hallazgo de gas en el pozo Orca-1



Fuente: ECHEVERRY, Juan Carlos. El Gas en el Presente y Futuro de Ecopetrol [en línea]. Marzo 2016. PDF. [Consultado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.congresoacp.com/congreso2016/presentaciones/5.%20Quinto%20sesi%C3%B3n.%20Juan%20Carlos%20Echeverry>.

⁶¹ Ecopetrol S.A. Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe colombiano [en línea]. Diciembre 2014. [Revisado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>

4.2.1 Información del Pozo Orca-1. En la tabla 6, se presenta los datos de dicho pozo.

Tabla 6. Datos del pozo Orca-1

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” [en línea]. Octubre 2017. PDF. Recuperado en 2018-09-06. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore>

El pozo Orca-1 se localiza en aguas profundas, a una profundidad de 674 m y a una distancia de 40 km de la costa.

Este pozo necesitará la utilización de un escenario económico y acorde con los requerimientos de éste. Sin embargo, para la selección y dimensionamiento del escenario que mejor se ajuste a esta provincia dependerá también en gran medida de los siguientes factores: la profundidad del agua, las condiciones ambientales (oceanográficas), las condiciones de operación, las propiedades del fluido, la topografía del lecho marino y de los riesgos geológicos.⁶²

⁶² VARGAS, B. H., RADA, A. M., & CABARCAS, M. E. Op.Cit., p. 9.

4.3 ESCENARIOS PARA LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE SELECCIONADOS PARA EL POZO ORCA-1.

Con base en el desarrollo que tienen actualmente los sistemas submarinos y las plataformas flotantes, y teniendo en cuenta que si la producción de gas del pozo Orca-1 se transporta desde cabeza de pozo hasta una plataforma central de procesamiento (BPC) en aguas poco profundas o si es enviada directamente a la planta en tierra, se pueden considerar los escenarios desarrollados anteriormente y que se listan en la Tabla 7 para la producción de éste.

Tabla 7. Escenarios para el desarrollo del pozo Orca-1

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.

Tabla 7. (Continuación)

Esquema Principal	Escenarios – Arquitectura de desarrollo
	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 B: Unidad Flotante de Producción (FPU) + Plataforma Central de Procesamiento y Bombeo (BPC) + 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.

4.3.1 Primer escenario sugerido. Del escenario C (Conexión submarina + Terminal en la costa), se sugiere para el desarrollo del pozo Orca-1 el escenario C2 (Pozos submarinos + Conexión submarina + Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo (BPC) + Gasoducto submarino + Terminal en la costa). Teniendo como referencia las siguientes consideraciones:

- ✓ La BPC hace posible el enlace de pozos submarinos logrando minimizar la inversión total.
- ✓ La BPC divide el desarrollo de Orca-1 en dos secciones: una en aguas profundas y otra en aguas poco profundas con el fin acelerar el proceso de desarrollo.
- ✓ La BPC hace posible el desarrollo regional de pozos potenciales cercanos a Orca-1.⁶³

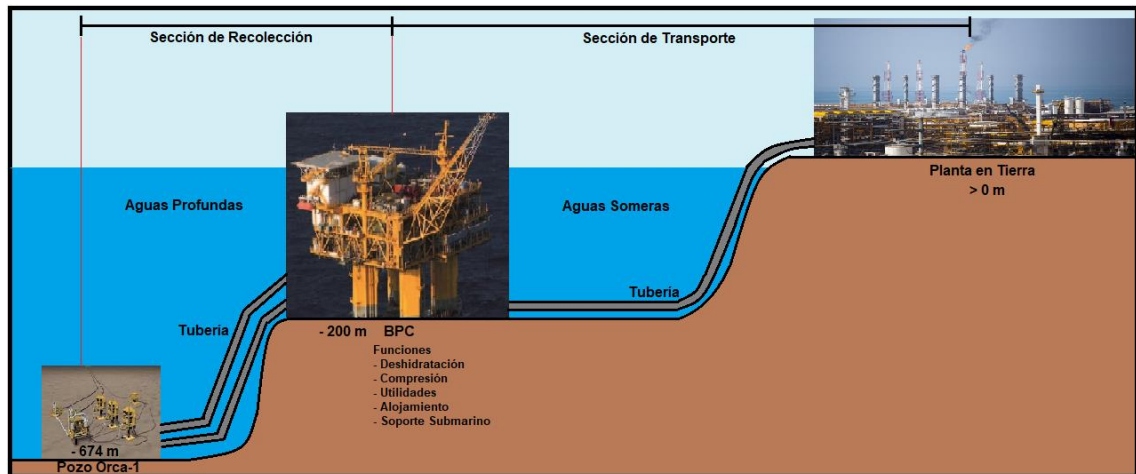
La Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo se ubicaría en el borde de la pendiente continental a una profundidad de agua alrededor de los 200 m y se encargaría de acondicionar el gas para enviarlo posteriormente a través de un gasoducto submarino en aguas someras hasta una planta ubicada en la costa. La BPC contaría con las facilidades que mejor se ajusten al desarrollo de Orca-1 para deshidratación y compresión del gas descritas en el capítulo anterior. La planta en tierra sugerida es la que procesa el gas del campo Chuchupa ubicada en Riohacha por contar con la infraestructura acorde asociada al comercio del gas, además, de estar cerca de la ubicación de Orca-1.⁶⁴

En la Figura 39 se muestra el escenario sugerido, teniendo en cuenta la Plataforma Central de Tratamiento y Bombeo como una estación intermedia, antes de ser transportado el gas a la planta en tierra.

⁶³ FENG, W., & XIE, B., Op.Cit., doi:10.4043/24055-MS.

⁶⁴ VARGAS, B. H., RADA, A. M., & CABARCAS, M. E. Op.Cit., p. 9.

Figura 39. Primer escenario sugerido para el desarrollo del pozo Orca-1

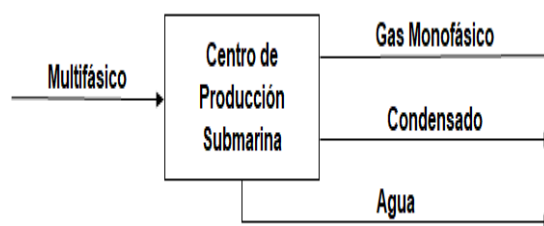


FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. (2013) Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS, 2013. p. 4.

4.3.2 Segundo escenario sugerido. El segundo escenario sugerido es el de transportar el gas directamente a la planta en tierra desde un centro de producción submarino sin tener en cuenta una estación intermedia. En la Tabla 2, presentada anteriormente en el capítulo 2 se muestran todos estos escenarios, que van desde flujo multifásico hasta flujo monofásico.

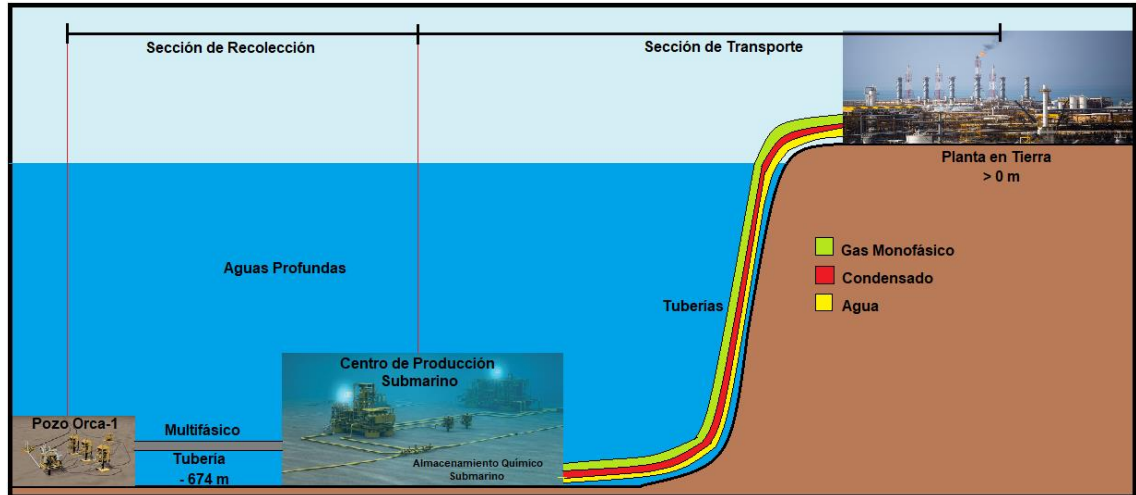
El escenario 5 (Deshidratación Submarina y Control del Punto de Rocío de Hidrocarburo) (Figura 40) es el sugerido, ya que, en el centro de producción submarino en este escenario, además de la deshidratación, el gas se trata adicionalmente extrayéndoles hidrocarburos más pesados, de modo que no haya condensación de líquidos en la tubería que exporta el gas a la planta en tierra. El gas se encuentra en una sola fase y no se formarán líquidos en la tubería.

Figura 40. Esquema simplificado del segundo escenario sugerido para el pozo Orca-1



La Figura 41 presenta la arquitectura del segundo escenario sugerido para el pozo Orca-1.

Figura 41. Arquitectura del segundo escenario sugerido para la producción del pozo Orca-1



GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS, 2015. p. 9.

5. CONCLUSIONES

Con respecto a las instalaciones costa afuera, las plataformas semi-sumergible se han convertido en las plataformas flotantes más prometedoras para la explotación y producción de petróleo y gas costa afuera debido al nivel de alcance de profundidad de agua y utilidades que pueden ofrecer.

Los centros submarinos de producción se proyectan como uno de las mejores opciones de desarrollo para los campos ubicados en aguas profundas debido al tratamiento que le pueden brindar a los fluidos antes de ser enviados a la planta en tierra, sin necesidad de una plataforma en superficie, logrando así un ahorro considerable en las inversiones de los proyectos en estas zonas.

Debido a los riesgos ocasionados por la actividad de producción de gas costa afuera, es de suma importancia realizar estudios de impacto ambiental en donde se ejecuten las evaluaciones correspondientes para el manejo de estos productos, así como el monitoreo y seguimiento del transporte, el uso y posibles riesgos que puedan presentar al medio ambiente en caso de ocurrir algún tipo de accidente, para prevenir impactos ambientales, con el fin de reducir las desviaciones en materia de salud ocupacional y seguridad industrial y lograr tener control y dominio de la producción de hidrocarburos costa afuera para que ésta no se vea afectada por estos impactos.⁶⁵

Como primer escenario factible sugerido para el desarrollo del pozo Orca-1 es la vinculación del pozo con una plataforma de tratamiento y bombeo (BPC), ya que, con este escenario se aceleraría el desarrollo de Orca-1, además, se aprovecharían futuros pozos que estén en la misma zona.

⁶⁵ PDVSA. Costa Afuera. Op.Cit., p. 23 - 24.

Uno de los beneficios de poder hacer deshidratación de gas y control de punto de rocío de hidrocarburo en el centro de producción submarino es que no se condensarán líquidos en la tubería que transporta el gas a la planta en tierra, pudiendo elegir cualquier diámetro para dicha tubería. Teniendo en cuenta que a mayores diámetros se reducirá significativamente la caída de presión, pero también aumentará el costo de ésta.

La elección del segundo escenario sugerido para el pozo Orca-1 resultaría más óptima y económicamente viable, ya que, por su cercanía a la costa no se necesitaría una plataforma en superficie, sino que toda la producción después del tratamiento en el centro submarino de producción puede ser transportada a la planta en costa.

BIBLIOGRAFÍA

ACADEMIA DE INGENIERÍA DE MÉXICO, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO. Estado del Arte y Prospectiva de la Tecnología para la Explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas. [en línea]. 18.Aguas Profundas. (PDF). Septiembre 2010. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en Internet:

<http://www.observatoriodelaingenieria.org.mx/docs/pdf/3ra.%20Etapa/18.Aguas%20Profundas.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos Colombiano [en línea]. Octubre 2016. [Consultado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Documents/ALAME%20-%20Colombia%20Offshore.pdf>

AMADOR Ángel. Tipos de Estructuras y Plataformas Offshore [en línea]. Febrero 2016. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-estructuras-offshore/>

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Offshore Access to Oil and Natural Gas Resources [en línea]. Febrero 2018. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Offshore/OffshoreAccess-primer-highres.pdf>

BOTHAMLEY, Mark., SPE, Campbell, John M., & Company. Offshore processing options for oil platforms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2004.

CARVAJAL REYES, Jorge O. Arquitecturas Submarinas y sus Principales Equipos y Ductos para la Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas y Ultra-Profundas [en línea]. Noviembre 2013. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/LTDH2013/sesin-tnica-sala-fpso-arquitecturas-submarinas-y-sus-principales-equipos-y-ductos-para-la-explotacin-de-hidrocarburos-en-aguas-profundas-y-ultraprofundas>

CHAKRABARTI, Subrata. Handbook of Offshore Engineering, Volumes 1 - 2 - 14.1 Introduction. Elsevier, 2005.

CHAWATHE, A., OZDOGAN, U., SULLIVAN, K., JALALI, Y., G. & RIDING, J. M. Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas. Oilfield Review, 21(1), 26-35, 2009.

CHEVRON. Jack/St. Malo Expanding Chevron's Reach in the deep-water U.S. Gulf of Mexico [en línea]. PDF. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <https://www.ogj.com/content/dam/ogj/Executive%20Briefs/CHEVRON%20JACK%20ST%20MALO%20PUBLICATION>

EBENEZER T. Igunnu, George Z. Chen; Produced water treatment technologies, International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 9, Issue 3, 1 September 2014, Pages 157–177, [on line] <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>

ECHEVERRY, Juan Carlos. Ecopetrol Frente a la Industria Petrolera, Perspectivas de Mediano y Largo Plazo. [en línea]. Octubre 2016. PDF. [Consultado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.congresoacp.com/congreso2016/presentaciones/5.%20Quinto%20sesi%C3%B3n.%20Juan%20Carlos%20Echeverry>

ECHEVERRY, Juan Carlos. El Gas en el Presente y Futuro de Ecopetrol [en línea]. Marzo 2016. PDF. [Consultado 06 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.congresoacp.com/congreso2016/presentaciones/5.%20Quinto%20sesi%C3%B3n.%20Juan%20Carlos%20Echeverry>

EL-REEDY, Mohamed A. Offshore structures: design, construction and maintenance. Gulf Professional Publishing, 2012.

FANG, Huacan; DUAN, Menglan. Offshore Operation Facilities: Equipment and Procedures. Gulf Professional Publishing, 2014.

FENG, W., & XIE, B., et al. Study on Development Scenarios of Gas Fields around the Continental Slope of South China Sea. (2013) Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24055-MS, 2013.

GARCÍA REYES, Juan Sebastián; HERRERA VELASCO, Sergio Leonardo; CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Manejo del Agua de Producción para Proyectos de Gas en Aguas Profundas y Ultra-Profundas del Caribe Colombiano. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 2017. vol. 15, no 2.

GYLLENHAMMAR, E., BOIREAU, C., RIVIERE, L., & ULVESTAD, A. Deep Offshore Gas Fields: A New Challenge for the Industry. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25802-MS, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Offshore Energy Outlook [en línea]. Abril 2018. PDF. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special_Report_OffshoreEnergyOutlook

KEPPEL CORPORATION. Keppel FELS will build TLP for Atlantia Offshore for US\$22 million [en línea]. Octubre 2001. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: http://www.kepcorp.com/en/news_item.aspx?sid=418

LAIK, Sukumar. Offshore Petroleum Drilling and Production - 2.1 Meteorology. CRC Press. 2018.

MATANOVIC, Davorin, NEDILJKA, Katarina. Risk Analysis for Prevention of Hazardous Situations in Petroleum and Natural Gas Engineering - 11.4 Gathering Systems and Processing Facilities Risk Analysis. IGI Global. 2014.

MATANOVIC, Davorin, NEDILJKA, Katarina. Risk Analysis for Prevention of Hazardous Situations in Petroleum and Natural Gas Engineering - 11.4 Gathering Systems and Processing Facilities Risk Analysis. IGI Global. 2014.

MINYAK DAN GAS MALAYSIA. Part II: Types of Offshore Platforms [en línea]. Octubre 2010. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://minyakdangasmalaysia.blogspot.com/2010/10/part-ii-types-of-offshore-platforms.html>

MOROOKA, C. K., & de CARVALHO, M. D. B. Evaluation of alternatives for offshore petroleum production system in deep and ultradeep water depth. In ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (pp. 655-662). American Society of Mechanical Engineers, 2011.

MUNDI-PETROL. Petrobras alcanza un nuevo récord de producción de petróleo durante el mes de septiembre [en línea]. Octubre 2014. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: http://www.mundi-petrol.com/noticia_elegida.php?id=1084#.WxGRmnqFODI

OLAJIRE, Abass A. Corrosion inhibition of offshore oil and gas production facilities using organic compound inhibitors - A review. Journal of Molecular Liquids, 2017.

PDVSA. Costa Afuera [en línea]. [Consultado 19 de septiembre de 2018] Disponible en: http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Costa_afuera.pdf

PETROWIKI. Hydrate problems in production [en línea]. Enero 2016. [Consultado 20 de septiembre de 2018]. Disponible en: https://petrowiki.org/Hydrate_problems_in_production

RANDALL, Robert E. Elements of Ocean Engineering - 3.3.2.8 Spar Platform. Society of Naval Architects and Marine Engineers (SNAME), 2010.

REGG, James B., et al. Deepwater Development: A reference document for the Deepwater Environmental Assessment Gulf of Mexico OCS (1998 through 2007). 2000.

RODRÍGUEZ RAMÍREZ, María A. Criterios de Selección de Sistemas Flotantes de Producción para el Desarrollo de Campos Petroleros en Aguas Profundas [en línea]. México D.F. 2009. [Consultado 04 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1503/Tesis.pdf?sequence=1>

SPEIGHT, James G. Chapter 3 - Offshore Platforms, In Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology, Gulf Professional Publishing, Boston, 2015, p. 71-106. (ISBN 9781856175586).

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.

WALSH, J. M. Produced-Water-Treating Systems: Comparison of North Sea and Deepwater Gulf of Mexico. Oil and Gas Facilities, 4(02), 2015, p. 73-86.