

Compresión submarina para el desarrollo de campos de gas en aguas ultra profundas del Caribe
Colombiano

Paola Catherine Martínez Gómez y María José Barbosa Ortiz

Trabajo de Grado para Optar al Título de ingeniero de petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

M.Sc en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2022

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Objetivos	11
1.1 Objetivo General	11
1.2 Objetivos Específicos.....	11
2. Marco teórico	12
2.1 Compresión	12
2.2 Compresión submarina	12
2.3 Tipos de Compresores.....	16
2.3.1 Compresores centrífugos:	17
2.3.2 Compresores axiales:	17
2.3.3 Termodinámica de compresión.....	18
3. Panorama Internacional y nacional del gas <i>offshore</i>	23
3.1 Panorama Internacional	23
3.2 Panorama nacional	25
4. Alternativas de arquitectura submarina en aguas ultra profundas del caribe colombiano.....	31
4.1 Campo Asgard	31
4.2 Campo Gullfaks	32
4.3 Escenarios	34
4.3.1 Escenario 1.....	35
4.3.2 Escenario 2.....	36
4.3.3 Escenario 3.....	38

5. Simulación	39
6. Análisis de resultados.....	45
6.1 Caída de presión.....	45
6.2 Perfil de temperatura.....	46
6.3 Velocidad del gas.....	47
7. Conclusiones	50
8. Recomendaciones.....	51
Referencias Bibliográficas	52
Apéndice	55

Lista de Tablas

Tabla 1 Proyectos de compresión submarina a nivel mundial.....	14
Tabla 2 Factores y variables claves para el uso de compresores	22
Tabla 3 Proyectos de campos de gas en aguas profundas y ultra profundas en el mundo.....	25
Tabla 4 Pozos exitosos en aguas costa afuera del caribe colombiano	27
Tabla 5 Contratos offshore en Colombia a septiembre del 2021.....	30
Tabla 6 Arquitectura submarina.....	33
Tabla 7 Promedio de siete mezclas de gases recopilados de campos costa afuera.....	40
Tabla 8 Datos suministrados al software APEN HYSYS.....	43
Tabla 9 Resultados análisis de sensibilidad compresor submarino	48
Tabla 10 Resultados análisis de sensibilidad línea de flujo comprimida.....	48

Lista de Figuras

Figura 1 Tipos de compresores	16
Figura 2 Esquema compresor centrífugo	17
Figura 3 Esquema interno para compresores centrífugos de tipo axial	18
Figura 4 Campos offshore en el mundo	23
Figura 5 Histórico de reservas probadas y producción de gas.....	26
Figura 6 Provincias del mar caribe	28
Figura 7 Arquitectura submarina del sistema de compresión en Asgard.....	31
Figura 8 Sistema de proceso de un tren de compresión en el campo Asgard.	31
Figura 9 Arquitectura submarina del Campo Gullfaks.	32
Figura 10 Escenario 1 sugerido para sistema de producción y transporte	35
Figura 11 Escenario 1 ruta sugerida desde los pozos en exploración hasta la planta en tierra.....	36
Figura 12 Escenario 2 sugerido para sistema de producción y transporte	37
Figura 13 Escenario 2 ruta sugerida desde el pozo krono-1 hasta la planta en tierra	37
Figura 14 Escenario 3 sugerido para sistema de producción y transporte	38
Figura 15 Escenario 3 ruta sugerida desde el pozo krono-1 hasta la planta en tierra.	39
Figura 16 Envolverte de fase.....	41
Figura 17 Esquema del modelo base de simulación de los 3 escenarios en HYSYS	44
Figura 18 Variación de la caída de presión con diferentes caudales y diámetros internos de tubería	45
Figura 19 Perfil de temperatura a diferentes caudales	46
Figura 20 Variación de la velocidad con respecto al diámetro interno de la tubería.....	47

Lista de Apéndices

Apendice A. Notación.....	55
---------------------------	----

Resumen

Título: Compresión submarina para el desarrollo de campos de gas en aguas ultra profundas del caribe colombiano*

Autor: Paola Catherine Martínez Gómez y María José Barbosa Ortiz**

Palabras Clave: Compresión submarina, aguas ultra-profundas, transporte de gas, costa fuera.

Descripción: Con los recientes proyectos otorgados para la exploración y producción de campos offshore del caribe colombiano, en aguas profundas y ultra-profundas, se genera la búsqueda de implementar tecnologías eficientes, para el transporte de gas desde los campos hasta la planta de regasificación, de tal manera que se puedan evitar problemas operacionales, como la pérdida de presión en las líneas de flujo que conectan los campos con los diferentes puntos de entrega, la formación de hidratos y la disminución de la producción por efectos de contrapresión en cabeza de pozo.

El objetivo de esta investigación es evaluar el desempeño de los sistemas de compresión submarina para el transporte de gas en aguas ultra-profundas cuando el campo Kronos ya ha alcanzado su producción por flujo natural y empieza a tener problemas de flujo hacia el cabezal del pozo, tomando como referencia los campos offshore ubicados alrededor del mundo que ya han desarrollado esta tecnología y por medio de un software se realiza la simulación del sistema de compresión utilizando analogías con campos similares ya que no se cuenta con información ni de producción o del tipo de yacimiento y por consiguiente la composición del gas que se encuentra presente en esta zona, a partir de esto se plantean tres escenarios con posibles rutas de transporte a la costa, observando así que la implementación de este sistema en un futuro puede traer grandes beneficios tanto económicos como de innovación y tecnología ya que al comprimir el gas en el lecho marino se está disminuyendo la pérdida de presión y de energía en las líneas de transporte asegurando el flujo hasta el punto de entrega.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Ingeniería de petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. M.Sc. en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Subsea compression for ultra-deepwater gas field development in the Colombian Caribbean Sea *

Author(s): Paola Catherine Martínez Gómez y María José Barbosa Ortiz **

Key Words: Subsea compression, ultra-deepwater, gas transport, offshore.

Description: Thanks to the most recent deep and ultra-deep-water exploration and exploitation projects in off-shore fields located in the Colombian Caribbean coast, efficient technologies are aimed to be implemented for natural gas transportation from the field to the regasification facility, in order to prevent operational problems, such as pressure drop through flow lines that connect some natural gas fields with delivery spots, gas hydrates formation and production decrease due to backpressure effects at the wellhead.

The objective of this investigation is to evaluate the performance of submarine compression systems for natural gas transportation in ultra-deep-water scenarios when Kronos field has no more natural drive and problems related to fluids flow towards the wellhead take place, taking as a reference off-shore fields around the world, which have already developed this technology and using a software tool the compression system is simulated based on similar field analogies, due to there's neither production nor reservoir information and, thus, natural gas composition present in this area. Based on this, two transportation routes scenarios are proposed and, consequently, the implementation of this system can be very beneficial not only economically but also for innovation and technology in the future, since by compressing the gas on the seabed, the loss of pressure and energy in the transport lines is being reduced, ensuring the flow to the delivery point.

* Degree Work

** Faculty of physic-chemistry engineering. Petroleum engineerin. School. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. M.Sc. Chemical engineering

Introducción

El desabastecimiento de gas proyectado para el año 2024 prende las alarmas en sostenibilidad energética en el país y es necesario encontrar soluciones sostenibles para suplir la demanda. la exploración y explotación *offshore* es una de las alternativas más prometedoras hasta el momento puesto que en la zona del caribe colombiano se cuenta con grandes proyecciones dando como resultado un estimado de (400 y 700 MPCD) cuatrocientos y setecientos millones de pies cúbicos de producción por día (Unidad de planeación minero energética, 2020) en la cuenca Colombia y Sinú offshore.

La tecnología de compresión submarina se ha convertido en uno de los mecanismos más atractivos para cualquier yacimiento de gas en declive, en el cual la presión natural limita la recuperación y su capacidad de transporte a través de las tuberías. Adicional a esto, al estar situado en el lecho marino, elimina los costos de operación asociados al mantenimiento de una plataforma flotante, reduciendo las emisiones de CO₂ por el alto consumo de energía que requiere, asumiendo que el combustible utilizado para operar el sistema no sea renovable.

La compresión de gas submarina ha demostrado varias ventajas en comparación con una plataforma convencional puesto que reduce la caída de presión a lo largo de la línea de flujo además de disminuir problemas operativos relacionados con el flujo multifásico (time & Torpe, 2016). A nivel mundial se cuentan con 2 proyectos exitosos y en funcionamiento en el mar del Norte los cuales son la base de esta investigación.

Con el desarrollo de este trabajo de grado se busca evaluar el desempeño de un sistema de compresión submarina utilizado para el transporte de gas cuando el campo alcanza su máximo potencial de producción por flujo natural, aplicado en el campo Kronos-1 ubicado en el bloque

Fuerte sur en la cuenca Sinú offshore, haciendo uso del software ASPEN HYSYS se modelan 3 escenarios con diferentes puntos de entrega clasificándolos de acuerdo con la existencia de plantas de gas o refinerías presentes en el país entre : posible (Cartagena), probable (Golfo de Morrosquillo), e hipotético (Arboletes); con el propósito de evaluar el transporte de gas desde pozo hasta el punto de entrega bajo las mismas condiciones de presión ,temperatura ,caudal y diámetro dando resultados positivos y permitiendo optimizar el proceso .

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el desempeño de sistemas de compresión submarinos para el transporte de gas en aguas ultra profundas del caribe colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión bibliográfica de los factores y variables involucrados en el uso de compresores submarinos para el transporte de gas.

Construir el modelo de simulación numérica de un escenario de arquitectura submarina propuesto para comprimir y transportar gas en aguas ultra profundas del caribe colombiano.

Realizar un estudio paramétrico para evaluar la efectividad de los sistemas de compresión submarinos en el desarrollo de campos de gas en aguas ultra profundas.

2. Marco teórico

2.1 Compresión

La compresibilidad es una propiedad de la materia la cual hace que todos los cuerpos disminuyan su volumen al someterlos a una presión determinada, al comprimir un gas este disminuye el espacio en el que se mueven sus partículas, en consecuencia, su volumen disminuye, pero la cantidad de gas no cambia dado que el número de partículas contenidas no varía.

2.2 Compresión submarina

La compresión submarina es una tecnología emergente que se ha venido impulsando específicamente para campos depletados ubicados en el lecho marino, representa un salto cualitativo que puede contribuir de forma significativa a mejorar la tasa de recuperación y la vida útil de muchos campos de gas. Esta tecnología optimiza el drenaje de un yacimiento al acelerar su producción brindando un incremento en la presión del sistema y por consiguiente maximiza la recuperación del campo.

A nivel mundial se han llevado a cabo diferentes proyectos enfocados en los sistemas de compresión submarina los cuales se describen a detalle en la tabla 1. El campo Asgard operado por Statoil ubicado a 200 km de la costa central de Noruega a una profundidad entre 250 y 300 m en el mar del norte ha sido el pionero en el desarrollo de esta técnica con más de 70.000 horas de operación brindando experiencias y conocimiento para implementar un sistema de compresión submarina no solo en aguas profundas (300 – 1500 m) si no extenderlo a aguas ultra-profundas (mayor a 1500 m).

El segundo gran proyecto de compresión submarina exitoso en el mundo se realizó en el campo Gullfaks operado por la empresa petrolera Statoil ubicado en el mar del norte con una

profundidad de agua entre los 135 y 220 metros, este campo está constituido por tres grandes plataformas de almacenamiento, procesamiento y explotación: Gullfaks A, B y C.

El campo de gas Ormen Lange está ubicado a 120 km de la costa noroeste de Noruega, a una profundidad de 900 m. Operado por la compañía Shell, inicio su producción en el año 2007 alcanzando una tasa de 70 MMSCFD de gas. A partir del año 2009 se inició la construcción y diseño de un sistema piloto de compresión submarino a gran escala, el cual consto de un tren de compresión de 12,5 mw, un separador submarino, una bomba de 400 Kw y un enfriador y fue puesto en marcha en un pozo de prueba en Nyhmana, a una profundidad de 58 m. con estas pruebas se definiría el rendimiento y la capacidad del sistema para ser implementado en el campo ormen lange a 900 m de profundidad. En el año 2019 a través del contrato de ingeniería, adquisición, construcción e instalación (EPCI), se adjudicó a Onsubsea el diseño, construcción e instalación de un sistema de compresión submarina para el campo Ormen Lange, (Offshore, 2019), a 850 m (2789 ft) de profundidad, contará con 2 estaciones de compresión de 16 MW, conectados a colectores y tuberías existentes, este sistema se controlará desde la planta de gas, en tierra de Nyhamna ubicada a 120 km del campo submarino.

El campo Jansz-Io operado por Chevron está ubicado a 220 km de la costa noroeste de Australia central con una profundidad entre 1200 a 1400 m, ha estado suministrando gas a las instalaciones de procesamiento de Gorgón en las islas Barrow desde 2015 (Jenkins, y otros, 2008). Según aproximaciones se ha llegado a la conclusión que la presión del yacimiento en Jansz-Io disminuirá dentro de los próximos 10 años , Por lo que Chevron y asociados plantean el proyecto Jansz-Io Compression (J-IC) el cual utilizará la tecnología de compresión submarina para mejorar la capacidad de recuperación del campo y mantener el suministro de gas natural a las plantas de GNL y gas doméstico en la isla Barrow además de apoyar el suministro de energía de Australia y

Asia durante las próximas décadas. La instalación de la infraestructura de compresión y soporte también permitirá la conexión futura de otros campos dentro del área metropolitana de Gorgón.

Tabla 1

Proyectos de compresión submarina a nivel mundial.

Proyecto	Estatus	Datos	Operador	Región	Profundidad de Agua	Tieback	Caudal	Diferencial de Presión	Unidad de poder ⁷	GVF ⁸	operación		Tipo de compresor
					[m]	[Km]	[MBLPD] ⁶	[Psi]	[MW]	[% vol.]	inicio [año]	Fin [año]	
DEMO 2000	A ⁹	Probado en laboratorio	Equinor	Offshore Noruega	-	-	-	-	3,6	N/A	2001		Axial
Ormen Lange piloto	A ⁹	Nyhamna, Noruega (1 tren de compresión)	Shell	Offshore Noruega	10	0	3776	870	12,5	N/A	2011	2016	Centrifugo
Asgard-Midgard y Mikkel ¹	IC ¹⁰	CS ¹⁴	Equinor/Statoil	Offshore Noruega	300	43	3021	725	11,5	N/A	2015	2025	Centrifugo
Gullfaks ²	IC ¹⁰	CSM ¹⁵	Equinor/Statoil	Offshore Noruega	135	15,5	1450	464	5	0-100	2017	2025	Axial
Ormen Lange Fase 3 ³	C ¹²	CS ¹⁴	Shell	Offshore Noruega	850	120	N/A	N/A	16	N/A	2021	-	-
Peon ⁴	P ¹³	CS ¹⁴	Equinor	Offshore Noruega	385	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-	-	-
Snohvit Fase 3	PC ¹¹	CS ¹⁴	Equinor	Mar Barents	345	143	N/A	N/A	N/A	N/A	2028	-	-
Asgard Fase 2	C ¹²	CS ¹⁴	Equinor/Statoil	Offshore Noruega	300	40	N/A	N/A	11,5	N/A	2025	-	Centrifugo
Gullfaks Fase 2	PC ¹¹	CSM ¹⁵	Equinor/Statoil	Offshore Noruega	135	15,5	1360	928	5	0-100	2025	-	Axial
Jansz-Lo	C ¹²	CS ¹⁴	Chevron	Oeste Australia	1350	143	N/A	N/A	N/A	N/A	2025	-	Centrifugo
Múltiples Campos de gas varados	PC ¹¹	Sistema de Gas pseudo seco/OGTC ⁵	Varios	UK, Norte de Shetland	1650	200	2250	1015-1305	0,3/0,05	95	N/a	-	-

Nota. ¹ Aker solutions/Man Energy solutions tienen más de 70.000 horas de operación con el módulo de compresión en el campo Asgard, ² El campo Gullfaks South cerro en noviembre del 2015, la compresión dio inicio en agosto del 2017, ³Ormen Lange Gas Fase 3: en enero del 2019 Shell eligió seguir produciendo con un sistema de CS con el fin de

incrementar la recuperación del reservorio, ⁴ Desarrollo de Peon: en mayo del 2014 Statoil y asociados aplazaron el proyecto de implementar un sistema de CS hasta ver y evaluar cómo es su desempeño en otros proyectos, ⁵ OGTC: UK centro tecnológico de petróleo y gas, operado por varias compañías que poseen un número significativo de pequeños y medianos pozos varados a lo largo de un área geográfica, ⁶MBLPD : millones de barriles de líquido por día, ⁷Unidad de poder: es la potencia del motor de un compresor en megavatios, ⁸GVF: Fracción de volumen de gas a la entrada del impulsor, ⁹A: Abandonado-Removido, ¹⁰IO: Instalado y en operaciones, ¹¹PC: Proyecto conceptual, ¹²C:En construcción, ¹³P: Pausado, ¹⁴Compresión submarina, ¹⁵Compresión submarina multifásica. Adaptado de *2020 Worldwide survey of subsea processing* (p.10), por Kendall, H., David, M., Lee, T., & Todd, C, 2020, Offshore magazine.

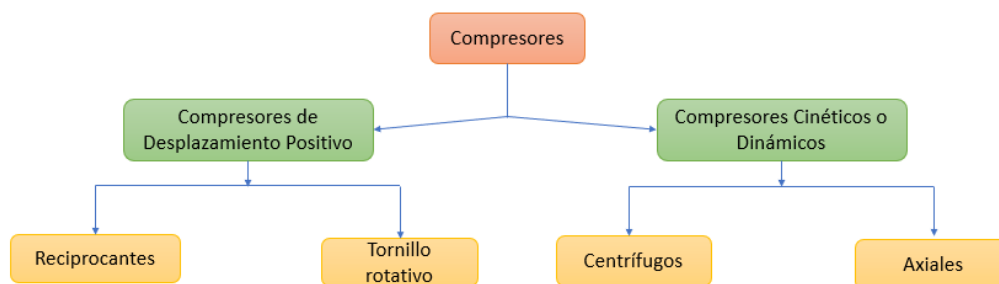
2.3 Tipos de Compresores

Los compresores son turbomáquinas de transmisión de potencia, cuya función es la de elevar la presión de un fluido compresible, en este caso gas y desplazarlo por medio de la compresión mecánica. En este proceso el fluido cambia su densidad y temperatura. Son máquinas de flujo continuo en donde se transforma la energía cinética (velocidad) en energía potencia representada en trabajo (presión).

Debido a su principio de funcionamiento los compresores se clasifican en 2 grupos: compresores de desplazamiento positivo y compresores dinámicos, este trabajo de investigación se centrará en el último grupo.

Figura 1

Tipos de compresores



Nota: Esquema de los diferentes tipos de compresores existentes.

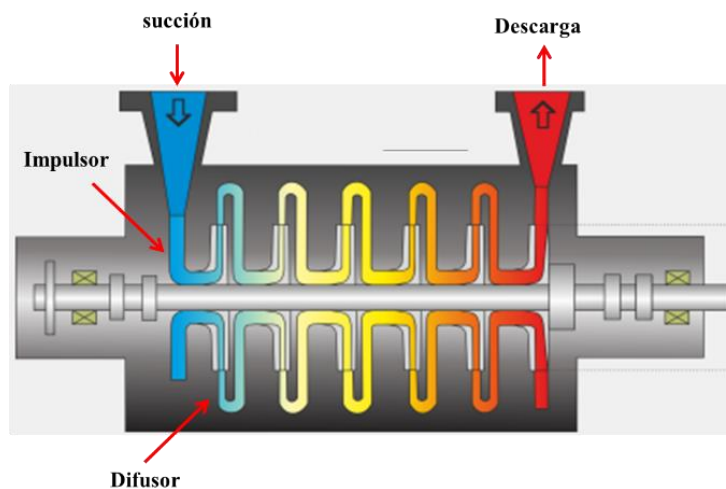
2.3.1 Compresores centrífugos

Estos equipos son clasificados como compresores dinámicos, son los más utilizados en la industria offshore por su capacidad de manejar altos caudales de flujo.

Su principio de funcionamiento se basa en la aceleración molecular, el gas es inducido a pasar a través de un impulsor por acción de las aletas del rotor las cuales giran rápidamente impartiendo energía cinética al gas. Después es descargado directamente a unos difusores situados junto al rodete, por medio del difusor se transforma la energía cinética en energía potencial dando como respuesta una presión estática.

Figura 2

Esquema compresor centrífugo



Nota. Partes fundamentales de los compresores centrífugos. Adaptado de software de simulación.

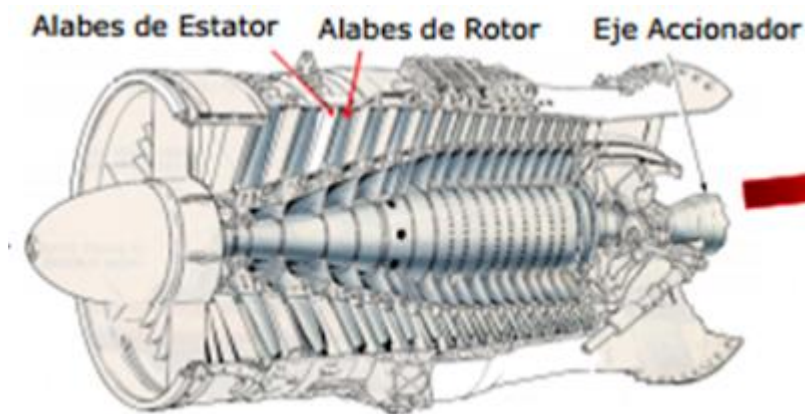
2.3.2 Compresores axiales

Un compresor axial tiene el mismo principio de funcionamiento de un compresor centrífugo, pero en lugar de usar un impulsor y difusor está compuesto por una serie de discos intercalados entre rotores y estatores denominados en hojas fijas.

El rotor gira y de esta manera añade energía cinética al gas, el estator actúa como un difusor de la corriente de gas proveniente de la fila de rotores convirtiendo dicha energía en presión a medida que la velocidad del gas incrementa gradualmente. En la entrada de algunos compresores, se instalan álabes guía que permiten orientar la corriente de gas en un ángulo adecuado para maximizar su eficiencia. (Campbell J. , 1992)

Figura 3

Esquema interno para compresores centrífugos de tipo axial



Nota: Adaptado de *Mundo compresor*, por Mundo compresor portal industrial, agosto de 2019 <https://www.mundocompresor.co/articulos-tecnicos/diferentes-tipos>.

2.3.3 Termodinámica de compresión

Estos equipos utilizan el proceso de compresión politrópica el cual se divide en etapas para poder llegar a ser lo más parecido a la realidad.

$$PV^n = C \quad (1)$$

La relación de compresión está basada entre la presión de succión y la presión de descarga, en donde n representa el número de etapas o compresores involucrados en el proceso. Para evitar un aumento en los esfuerzos mecánicos impuestos sobre el pistón y el eje, la relación de compresión debe ser menor a 4.

$$C_R = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/n} \quad (2)$$

Cuando la relación de compresión inter etapa son iguales se obtiene el máximo ahorro de potencia.

$$\frac{P_i}{P_s} = \frac{P_d}{P_i - \Delta P} \quad (3)$$

La compresión isotérmica es la que requiere un menor consumo de potencia, pero al ser ideal, se busca que el proceso politrópico se acerque a está llevándolo a un enfriamiento y posteriormente comprimiendo de nuevo utilizando de esta manera inter-etapas de compresión y enfriamiento con el fin de minimizar el consumo de potencia, los coeficientes politrópicos son propios del fabricante.

$$HP = 3.03 \frac{Q_g T_1}{E} \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{n}{n-1} \right) \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (4)$$

La temperatura de descarga del compresor también juega un papel importante en cuanto a su buen funcionamiento, esta no puede exceder de los 148.9 °C [300 °F], de ser así se requiere una etapa adicional sin importar que la relación de compresión sea menor a 4.

$$T_D = T_1 \left[1 + \frac{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}} - 1}{E_{poly}} \right] \quad (5)$$

2.4 Transporte de gas a través de tuberías

El flujo en estado no estable a través de tuberías submarinas para un gas compresible en una sola dirección puede ser descrito o modelado numéricamente resolviendo 4 ecuaciones fundamentales, Ecuación de estado de los gases reales, continuidad, momento y conservación de la energía.

Ecuación de estado de los gases reales

$$\rho = \frac{p}{ZRT} \quad (6)$$

Donde la densidad del gas está relacionada directamente con los cambios de presión que a su vez implican cambios en su velocidad, e inversamente con las alteraciones de la temperatura presentes a través de los segmentos de tubería.

Continuidad

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0 \quad (7)$$

Momento

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2 + p)}{\partial x} + \frac{f\rho|v|}{2D} + \rho g \sin\theta = 0 \quad (8)$$

La correlación de Panhandle fue desarrollada para regímenes de flujo parcialmente turbulentos Re superiores a 5×10^6 , diámetros mayores de 12 in, presiones superiores a los 500 psi y largas distancias por lo que es la adecuada para definir el factor de fricción de Moody (f cantidad adimensional), el cual expresa las pérdidas de presión dentro de la tubería debido la interacción del gas con la pared de la misma.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 6,872 Re^{0.073} E \quad (9)$$

Donde el factor E corresponde a la eficiencia o condiciones de operación de la tubería, varia de 1 a 0.85. (Narváez, 1999)

Conservación de la energía

$$\rho C_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v \frac{\partial T}{\partial x} \right) + T \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right) \rho \frac{\partial v}{\partial x} = \frac{f \rho v^3}{2D} - \frac{4U}{D} (T - T_a) \quad (10)$$

La ventaja de utilizar la ecuación de energía en esta forma es que el dominio del flujo puede acoplarse directamente al dominio térmico mediante el intercambio de energía térmica en la pared de la tubería. Cabe destacar que el primer término del lado derecho de la ecuación es la disipación de energía interna debida a la fricción turbulenta de la pared del gas, mientras que el segundo término representa el intercambio de energía con el entorno. (Oosterkamp.A, Helgaker, & Ytrehus, 2015)

Al estar expuesta la tubería en un medio circundante marítimo, se modela el intercambio temperatura con el medio mediante un coeficiente de transferencia de calor, suponiendo que no hay acumulación de calor en el agua de mar y se representa así:

$$U = \left[\frac{r_0}{r_1 h_1} + \sum_{n=1}^N \left(\frac{r_0}{\lambda_n} \ln \left(\frac{r_n}{r_{n-1}} \right) + \frac{1}{h_0} \right) \right]^{-1} \quad (11)$$

Un valor típico del coeficiente U para tuberías expuestas en el fondo marino es de 3.13 Btu/h-ft°F.

(Ramsen & S, 2009)

Cabe recalcar que el principio de funcionamiento de un compresor submarino es el mismo que un compresor en tierra la diferencia entre ellos se debe a la separación por módulos del sistema lo que conlleva un menor tamaño y menor peso, además de optimizar su mantenimiento ya que si algún modulo falla la producción no debe detenerse para retirar el sistema completo. En la tabla 2 se describe los factores y variables necesarios para el diseño de un compresor.

Tabla 2

Factores y variables claves para el uso de compresores

Parámetros para el diseño de un compresor submarino	
<i>Numero de Etapas</i>	Depende explícitamente a las condiciones de presión y temperatura con las que se quiera trabajar el compresor, teniendo en cuenta que a mayor número de etapas mayor serán los costos de producción
<i>Temperatura de descarga y relación de compresión</i>	Para evitar daños mecánicos debido a pulsaciones o atascamientos estos parámetros no deben exceder el límite de 300 °F y 4 respectivamente
<i>Presiones Inter etapa</i>	Cuando la relación de compresión Inter etapa son iguales se obtiene el máximo ahorro de potencia.
<i>Eficiencia politrópica</i>	Especificación propia del fabricante, oxila en un rango entre 0,65-0,8
<i>Ubicación / profundidad</i>	No se aconseja sobrepasar los 300 m de profundidad con el fin de un correcto monitoreo del sistema

3. Panorama Internacional y nacional del gas *offshore*

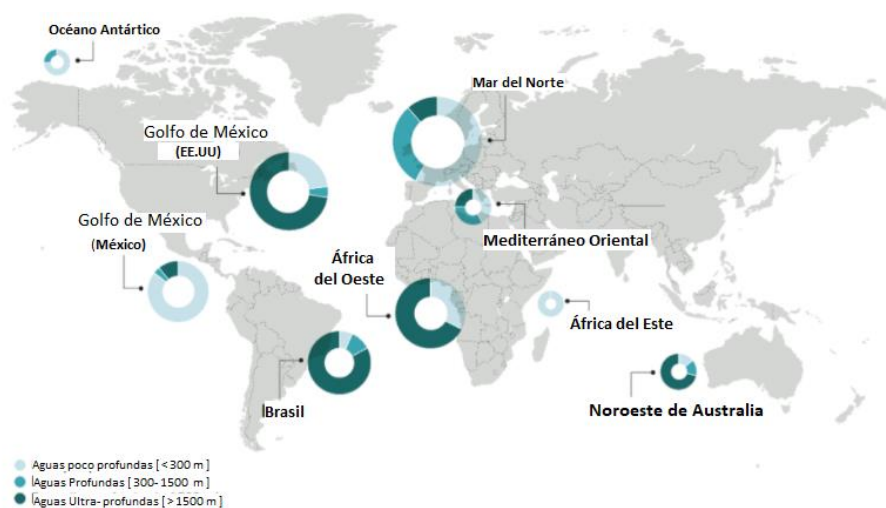
3.1 Panorama Internacional

El agotamiento de perspectivas de campos ubicados tanto en aguas someras como profundas y los avances tecnológicos desarrollados por compañías como Halliburton, Schlumberger o Baker Hughes han transportado la exploración, explotación y producción de campos offshore a aguas profundas y ultra profundas.

Hoy en día, la producción *offshore* representa un tercio de la producción mundial de petróleo y una cuarta parte de la producción mundial de gas, por lo que desempeña un papel importante en el suministro mundial de energía. Países como Estados Unidos, Brasil, Noruega y Angola son los líderes y pioneros en producción *offshore* en aguas ultra profundas, más del 94% de las reservas de Brasil se encuentran en altamar siendo el campo lulo uno de los más representativos ubicado en la cuenca de Santos con una profundidad de agua de 2000 metros.

Figura 4

Campos offshore en el mundo



Nota. Adaptado de *Offshore oil and gas activities* (p.3), por Ongoing project. (2017).. *IDDRI*.

Brasil es el país que mayor crecimiento ha experimentado en la producción de gas offshore, según los datos de la Agencia Internacional de la Energía. El segundo país de América del Sur en producción de petróleo, en el mercado del gas en 2018 produjo 25.200 millones de metros cúbicos (bmc), con un índice R/P (reservas/producción) de 15 años. Con Petrobras como el mayor productor, el 84% de las bolsas de gas brasileñas están ubicadas en alta mar. (Marcos & Fernández, 2020, pág. 5).

México también experimenta un rápido crecimiento como resultado de rondas de licitación exitosas desde 2016 junto con Estados Unidos. Un aumento de 700 billones de metros cúbicos (bcm) en la producción de gas en alta mar hasta 2040 se divide por igual entre desarrollos en aguas poco profundas y profundas, lo que eleva la participación de la producción en alta mar en la producción total de gas por encima del 30 %. Muchos países y regiones contribuyen con la canasta mundial de gas, desde Brasil hasta Australia y el Mediterráneo Oriental, pero el mayor crecimiento proviene de Oriente Medio, con el desarrollo continuo del yacimiento de gas más grande del mundo (llamado South Pars para Irán o North Field para Qatar) y de África en particular debido al desarrollo del enorme yacimiento de gas que se encuentra frente a Tanzania y Mozambique. (IEA, International Energy Agency, 2018).

Reino unido avanza en la producción del campo de gas condensado Culzean ubicado en el mar del norte a 230 km de la costa de Aberdeen el cual está formado por dos yacimientos a 4.300 m de profundidad, con reservas estimadas entre 250 y 300 millones de barriles de petróleo equivalente convirtiéndolo en el mayor proyecto de gas desarrollado en los últimos 25 años. (TotalEnergies, 2019).

Tabla 3

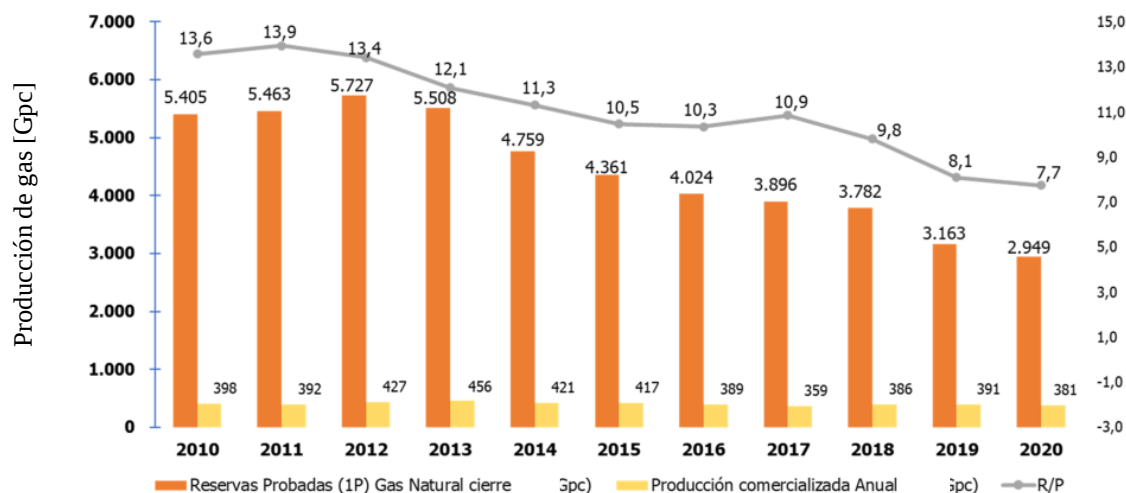
Proyectos de campos de gas en aguas profundas y ultra profundas en el mundo.

Aguas profundas						
Campo	Región	Profundidad	Lámina de agua	Temperatura [°F]		Diámetro
		[m]	[m]	Yacimiento	Lecho marino	[ft]
Liwan 3-1	Sur de china	3843	1500	257	37,4	22
Ormen Lange	Mar del Norte	2950	860	205	28,4	30
Mikkel	Mar del Norte	3800	300	291	49,5	18
Aguas ultra-profundas						
Campo	Región	Profundidad	Lámina de agua	Temperatura [°F]		Diámetro
		[m]	[m]	Yacimiento	Lecho marino	[ft]
Mensa	Golfo de México	4724	1610	176	39	6
lula	Costas Rio de Janeiro	5000	2150			
East Anstey	Golfo de México	4940	2027	162	36	12
Fourier	Golfo de México	5852	2134	157	32	12

Nota. datos tomados de diferentes artículos de conferencias, foros y revistas *Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development*, Rajasingam, por D., & Freckelton., T, 2004, Onepetro. *Mensa Field: Deepwater Gulf of Mexico Case Study* (p.87), por, Denney, D, 2013, J Pet Technol. *Ormen Lange Subsea Compression Pilot - Subsea Compression Station*, por Skofteland, Håkon, Hilditch, Mike, Normann, Truls, . . . Camatti., a. M, 2009, Onepetro.

3.2 Panorama nacional

De acuerdo a los informes reportados por la UPME, (gráfico 1), a partir del año 2012 se tenía gas para aproximadamente 13 años, sin embargo, las reservas disminuyeron en un 7% cada año, Esta disminución de reservas se dio debido a que por cada giga pie cubico de gas producido (GPC) se incorporó aproximadamente 0,6 GPC en nuevas reservas, lo que produjo un descenso acelerado en la cantidad de reservas probadas.

Figura 5*Histórico de reservas probadas y producción de gas*

Nota. R/P reservas/producción. Adaptado de vicepresidencia de *operaciones, regalías y participaciones*, por ANH, 2021.

Actualmente se pronostica un desabastecimiento de gas para el año 2024, por lo tanto, los esfuerzos por materializar los recursos del mar caribe han incrementado considerablemente. La compañía Petrobras afirma que contara con una producción entre 70 – 80 MMSCFD en el campo orca -1 para 2024 y la operadora Shell junto con Ecopetrol apunta, para el año 2028 producir entre 400-700 MMSCFD de los prospectos que se están desarrollando en la provincia suroeste del mar caribe donde se encuentran los pozos exploratorios kronos-1, Purple ángel y gorgon-1.

Durante años uno de los desafíos de la industria petrolera ha sido la exploración y explotación de yacimientos ubicados en aguas profundas y ultra profundas debido a las condiciones críticas de presión y temperatura, adicionalmente las grandes distancias que debe recorrer el fluido a través de tuberías hasta el punto de recolección.

La petrolera estatal Ecopetrol aceleró su curso en la carta de navegación, que trazó para fortalecer su operación costa afuera (*offshore*), en las aguas del mar Caribe colombiano logrando

ampliar su presencia a ocho bloques para desarrollo petrolero, de los cuales seis están en etapa de exploración, y dos ya realizan tareas de producción.

El área del mar caribe posee 121,876 km de sísmica 2D y 75,864 km² en sísmica 3D, cuenta con 1 pozo perforado en la subcuenca Colombia, 5 en Urabá, 30 en Sinú y 47 en Guajira, puesto que allí es donde se encuentra el único campo en producción (chuchupa), con un total de 6 TCFs en reservas, fue descubierto entre 1973 y 1975 por la compañía Texaco, actualmente es un campo depletado con una producción aproximada de 135 MSCFD, sus facilidades de producción tienen una capacidad de 800 MSCFD las cuales en este momento no están siendo aprovechadas completamente, por lo que Ecopetrol planea llevar la producción del campo orca una vez desarrollado a este sistema de facilidades.

Tabla 4

Pozos exitosos en aguas costa afuera del caribe colombiano

Pozo	Bloque	Operador	Descubrimiento	Distancia de la costa	Profundidad	Lámina de agua	Intervalo de arena gasífera
			[Año]	[Km]	[m]	[m]	[m]
Orca-1	Tayrona	Petrobras	2014	40	4.243	674	-
Kronos-1	Fuerte sur	Shell	2015	53	3.720	1.584	40-70
Purple Angel-1	Purple Angel	Shell	2017	65	4.795	1.835	21-34
Gorgon-1	Fuerte norte	Shell	2017	-	4.575	2.316	80-110

Nota. Pozos en exploración en aguas profundas y ultra-profundas del caribe colombiano. Adaptado de *comunicados de prensa*, por parte de Ecopetrol y Shell.

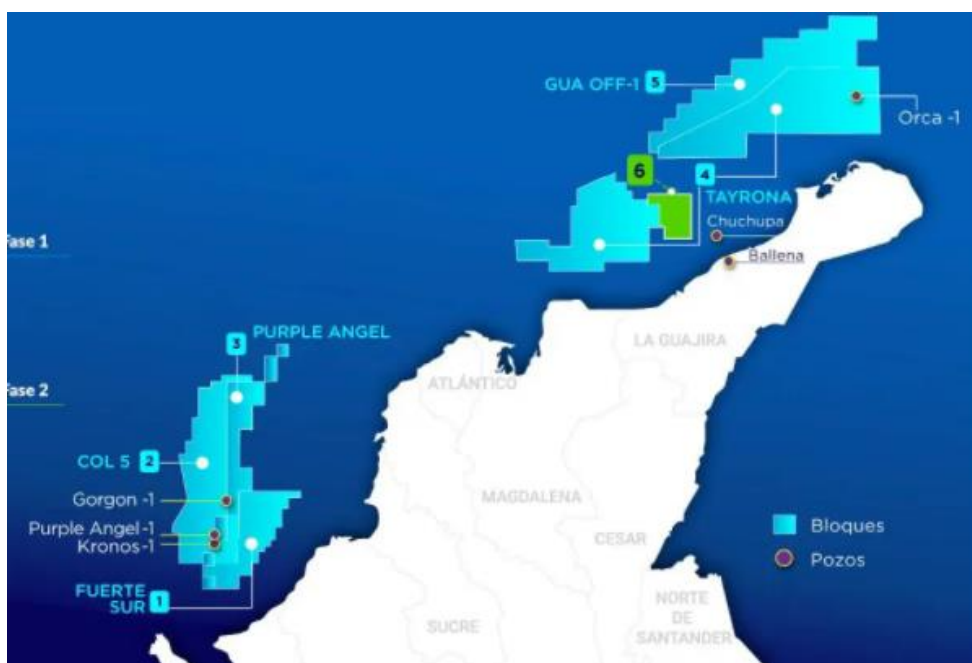
Ecopetrol para el año 2014, anuncio el descubrimiento del pozo Orca 1, siendo este el primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del mar Caribe, localizado a 40 km al norte

de la costa de la Guajira, exactamente en el bloque Tayrona donde la perforación alcanzo una profundidad de 4.243 m, con una lámina de agua de 674 m confirmando así una acumulación de gas natural a una profundidad de 3.657 m. (Ecopetrol, 2014).

El pozo Orca 1 entraría en producción comercial para el año 2024, con lo que se espera un aporte de 100 MFCD de gas, que puede llegar a reemplazar la producción del campo chuchupa, actualmente en declinación y también aumentando considerablemente la producción nacional. (Portafolio, 2020)

La compañía holandesa Shell adquirió el 50% de participación en los bloques Fuerte sur, Purple Angel y Col-5 pertenecientes a la cuenca offshore Sinú donde se realizó el descubrimiento de una posible provincia gasífera y el desarrollo de un clúster con los pozos Kronos (2015), Purple Ángel y Gorgón (2017) siendo el pozo en atravesar la mayor lámina de agua en la historia hasta el momento con una profundidad de 2.316 metros, en la Figura 6 se ilustra la ubicación de las tres provincias noroeste, centro y suroeste, donde se encuentran las subcuencas Colombia, Sinú offshore y Guajira offshore, con recursos prospectivos mejor estimados de 15, 10 y 5 terapés cúbicos de gas (TCFs) respectivamente.

Figura 6 *Provincias del mar caribe*



Nota. Bloques; fuerte sur, Colombia 5, guajira offshore-1 y Tayrona, ubicación de pozos descubridores y de producción. Adaptado de *boletín informativo* por parte de Ecopetrol, Shell, guía del gas entre 2018 y 2019.

Para finales del año 2021 se proyecta realizar la primera prueba de producción perforando un pozo delimitador Gorgon-2 ubicado en el bloque Col-5 el cual servirá de referencia de los 3 bloques anteriormente mencionados y así evaluar la calidad del reservorio en cuanto al volumen que se puede extraer ,además para el año 2022 se planea la perforación de 2 pozos exploratorios Uchuva-1 ubicado en el bloque Tayrona el cual será tomado como referencia en cuanto al estudio de impacto ambiental (EIA) del bloque GuaOff-10 y Cumbia-1 operado en conjunto por Noble energy y Shell.

Tabla 5

Contratos offshore en Colombia a septiembre del 2021.

Bloque	Tipo de contrato	Estado del área	Operador	Cuenca	Área [Ha]
Guajira	Asociación con Ecopetrol	Producción	Chevron Texaco petroleum company	Gua off	81971
Tayrona	(E&E) *	Exploración	Petrobras international braspetro bv	Gua off	1032348
Fuerte sur	(E&P) **	Exploración	Anadarko Colombia company	Sinú off	10574,2
Gua off 3	(E&P)	Exploración	Noble energy Colombia limited	Gua off	479875
Gua off 1	(E&P)	Exploración	Ecopetrol s.a.	Gua off	400000
Col 5	(E&P)	Exploración	Shell ep offshore ventures limited	Colombia	399427
Col 2	(E&P)	Exploración	Anadarko Colombia company	Colombia	399918
Purple ángel	(E&P)	Exploración	Shell ep offshore ventures limited	Colombia	40170,5
Col 3	(E&P)	Exploración	Noble energy Colombia limited	Colombia	399750
Col 1	(E&P)	Exploración	Anadarko Colombia company	Colombia	396342
Col 6	(E&P)	Exploración	Anadarko Colombia company	Colombia	390393
Col 7	(E&P)	Exploración	Anadarko Colombia company	Colombia	399013
Gua off 10	(E&P)	Exploración	Ecopetrol s.a.	Gua off	107102

Nota. *Contrato de evaluación y exploración, **Contrato de exploración y producción. Adaptado de informes por parte Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2021, Listado de áreas. “14092021”

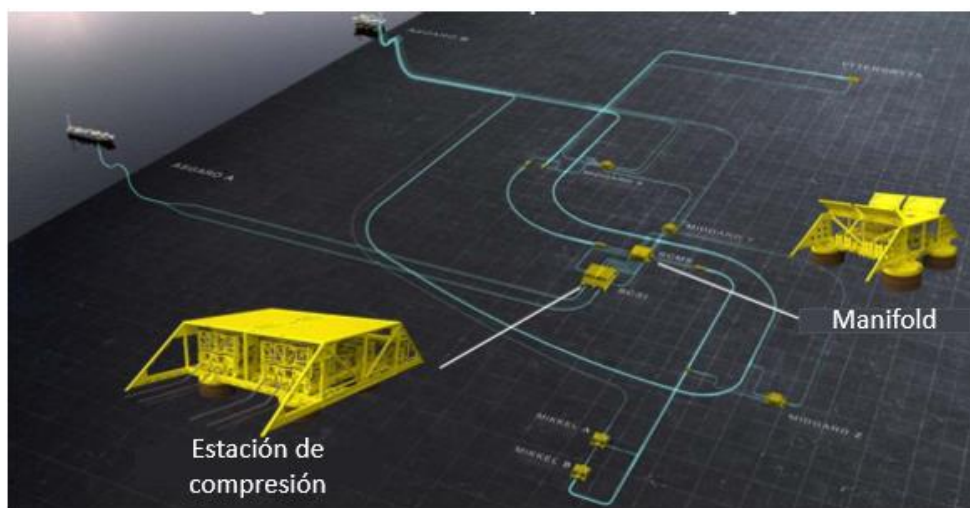
La tabla 4. Evidencia que, a la fecha de los 13 contratos, 12 se encuentran en estado de exploración y solo 1 es producción correspondiente al bloque Guajira en donde se pueden encontrar los campos Chuchupa y ballena quienes dieron inicio a la gasificación en Colombia.

4. Alternativas de arquitectura submarina en aguas ultra profundas del caribe colombiano

4.1 Campo Asgard

Figura 7

Arquitectura submarina del sistema de compresión en Asgard

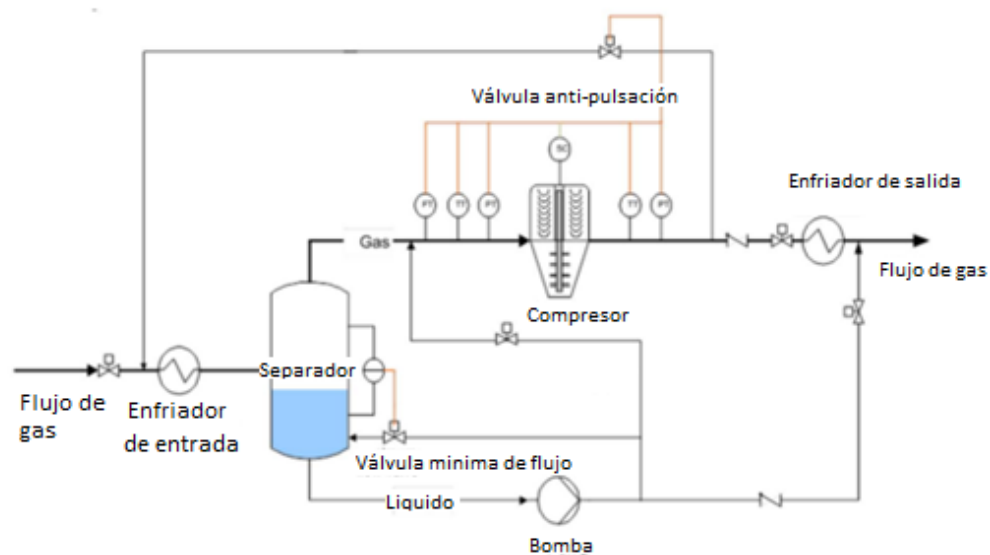


Nota. Ubicado en Halten Bank emar de Norte. Adaptado de *Learning and Development from the World's First Operating Subsea*, (p. 11), por Vesterkjaer & Stein, (2019), SPE.

El sistema de compresión de Åsgard está compuesto por 2 trenes de compresión submarina idénticos operados en paralelo conectados a una estación múltiple cada uno con un módulo de compresor centrífugo de 11 MW, un módulo colector submarino, un módulo de un sistema de distribución de energía, y un módulo de sistema de control totalmente eléctrico. La experiencia de Asgard abre las puertas a una aplicación en aguas ultra profundas.

Figura 8

Sistema de proceso de un tren de compresión en el campo Asgard.

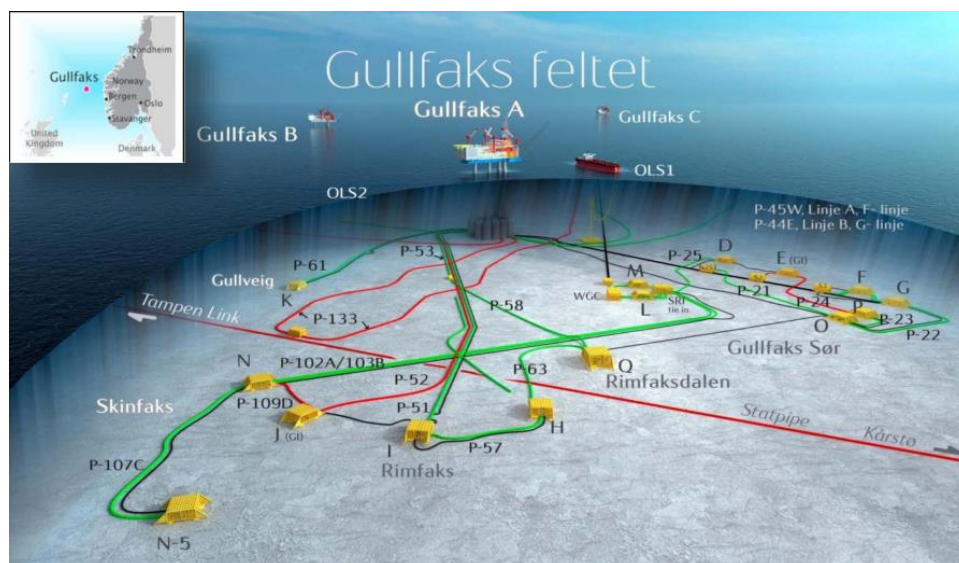


Nota. Adaptado de *Learning and Development from the World's First Operating Subsea* (p. 4), Vesterkjaer, R., & Stein, J. 2019, SPE.

4.2 Campo Gullfaks

Figura 9

Arquitectura submarina del Campo Gullfaks.



Nota. Tomado de *Gullfaks Subsea Compression - Subsea Commissioning, Start-Up and Operational Experiences* (p.8), Birkeland, B., Boe, C., & Jensen, R, 2016, SPE.

El sistema del campo Gullfaks está compuesto por 2 trenes de compresión de gas húmedo (WGC) de 5MW, 2 enfriadores de proceso que enfrían la corriente de flujo antes de que esta llegue al compresor con el fin de mantener la temperatura de descarga por debajo de la temperatura de diseño de la línea de flujo, 1 mezclador de flujo que tiene como función principal disminuir los residuos líquidos distribuyendo homogéneamente el flujo a los dos compresores, líneas de recirculación con estranguladores y arreglos de manifold de entrada y salida (Figura 3).

Se espera que produzca 22 MMBOE adicionales hasta el año 2032, pasando de una recuperación del 62 al 74% (Birkeland, Boe, & Jensen, 2016).

Tabla 6

Arquitectura submarina.

Equipo	Equipo	Función
Cabezal de pozo	Producción	Sistema de válvulas, bridas dobles y adaptadores diversos que proporcionan el control de la presión de un pozo.
Árbol de producción subsea	Producción	Controla el flujo de fluidos desde el pozo hasta la unidad de recolección (plataforma o costa) a través de diferentes válvulas y estranguladores.
Manifold/Plem	Producción	Una disposición de tuberías y/o válvulas diseñadas para combinar, distribuir, controlar y, a menudo, monitorear el flujo de fluidos.
Umbilical	Producción	Se utiliza para transmitir el fluido de control y/o la corriente eléctrica necesaria para controlar las funciones de los equipos submarinos de producción y seguridad además monitorea presiones e inyecta productos químicos.
Compresor	Procesamiento	Mantiene la presión durante el transporte de gas en la tubería.
Intercambiador	Procesamiento	Equipo de transferencia de calor que cambia la entalpía de una corriente de proceso.
Separador	Procesamiento	Separa el petróleo, agua y gas en el lecho marino.
Bomba	Procesamiento	Impulsa el agua al final de la separación para su reinyección.
Modulo MEG	Procesamiento	Inyecta si es necesario mono etilenglicol el cual inhibe la producción de hidratos en las líneas de flujo.
Jumper	Transporte	Conector corto de tubería que se utiliza para transportar fluido de producción entre dos componentes submarinos.

Tubería submarina	Transporte	Conectar un cabezal de pozo con un manifold o a la instalación en superficies.
Tubería de terminación	Transporte	Soporta del movimiento y protege la integridad de la tubería

Nota. Arquitectura submarina, lista de equipos necesarios con su respectivo funcionamiento. Adaptado de Vesterkjaer & Stein, *Learning and Development from the World's First Operating Subsea* (2019)

Al definir la arquitectura para el desarrollo de un campo en aguas ultra-profundas, se requieren cuidados especiales ya que se pueden provocar daños en formación, pérdidas de producción y riesgos ambientales y así afectar la rentabilidad del proyecto.

En la Tabla 5 se describen el equipamiento submarino tales como equipos, conexiones, accesorios y herramientas que se instalan sobre el lecho marino con el fin de transportar la producción de hidrocarburos desde el pozo hasta superficie, de tal manera que confluya la producción de uno o varios pozos.

4.3 Escenarios

Los 3 escenarios presentados a continuación serán propuestos para desarrollar el campo Kronos tomándolos como referencia para la implementación de un sistema de compresión submarina en aguas ultra profundas teniendo como diferencia entre ellos el lugar de entrega final de la producción teniendo en cuenta las plantas de procesamiento de gas que se manejan en este momento en el país y puntos estratégicos para futuras.

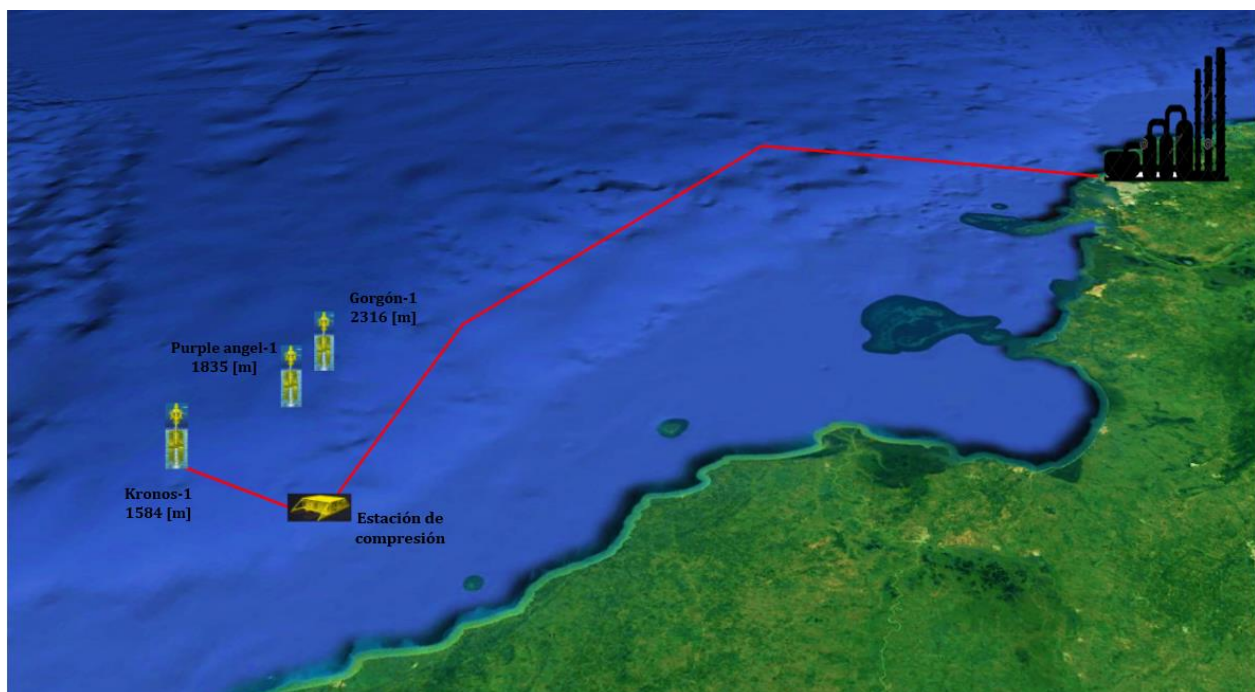
Para el trasado de la línea de flujo en el trayecto de compresor a punto de entrega se consideró la protección de los Corales del Rosario y de San Bernardo, en la zona se reporta una comunidad de especies estructurantes las cuales sustentan una elevada biodiversidad de invertebrados y peces.

4.3.1 Escenario 1

Los pozos submarinos están conectados a través de una línea de flujo con longitud de 25 km a una estación de compresión instalada en aguas someras a 290 m de profundidad. Luego es transportado 231 km en una tubería de exportación a una planta en tierra ubicada en Cartagena.

Figura 10

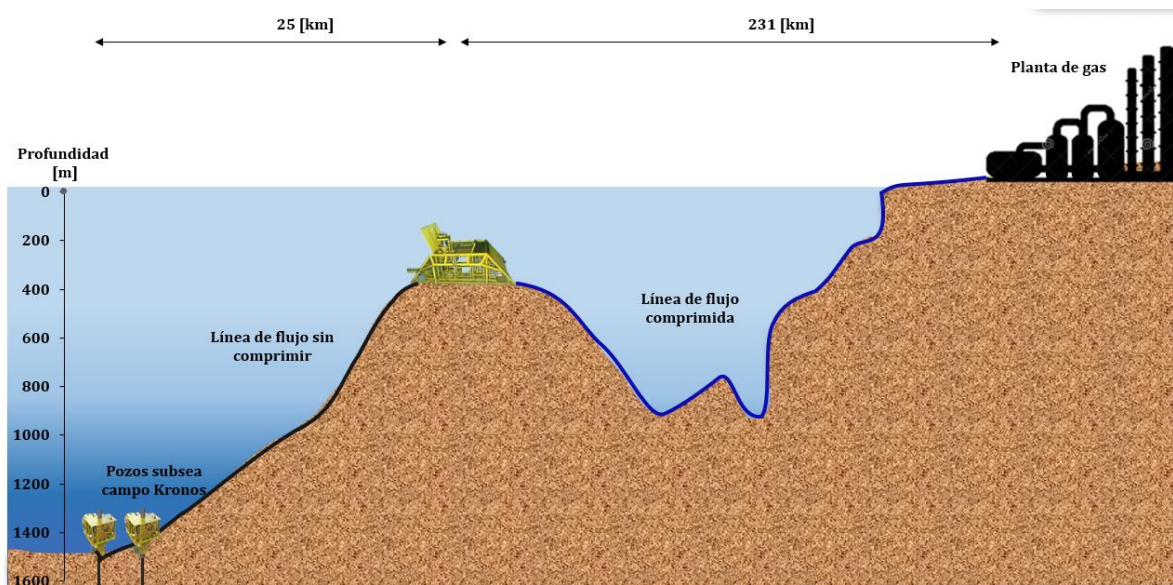
Escenario 1 sugerido para sistema de producción y transporte



Nota. vista satelital de los campos que se encuentran en los bloques fuerte sur y purple angel, modelado por medio de la herramienta Google earth pro.

Figura 11

Escenario 1. Ruta sugerida desde los pozos en exploración hasta la planta en tierra



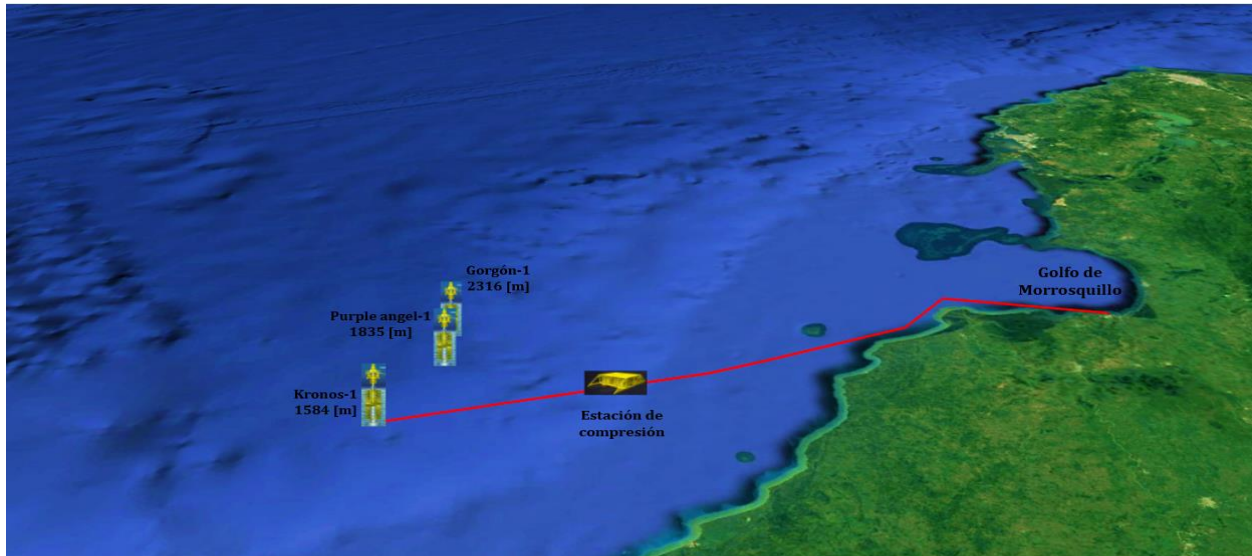
Nota Barimetría desde el pozo submarino Kronos-1 conectado al sistema de compresión (línea negra), hasta la refinería de Cartagena, (línea azul). Sujeta al suelo marino.

4.3.2 Escenario 2

Los pozos submarinos están conectados a través de una línea de flujo con longitud de 36 km a una estación de compresión instalada en aguas someras a 300 m de profundidad. Luego el fluido es transportado a través de una tubería de 100 km de longitud a una planta en tierra, ubicada en el golfo de Morrosquillo, cabe aclarar que dicha planta hasta el momento está siendo objeto de estudio para su desarrollo por el ministerio de minas y energía en conjunto con la unidad de planeación minero-energética (UPME) (Portafolio, 2020).

Figura 12

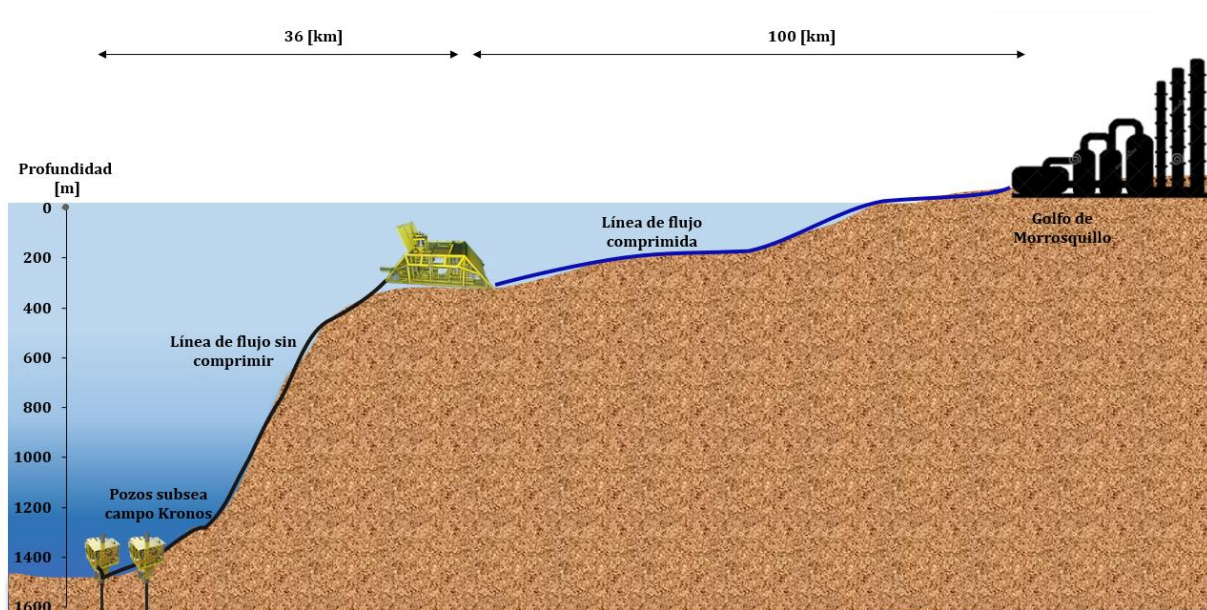
Escenario 2 sugerido para sistema de producción y transporte



Nota. vista satelital de los campos que se encuentran en los bloques fuerte sur y purple ángel, la ruta de producción y transporte sugerida desde el pozo Kronos hasta la costa del golfo de Morrosquillo. Modelado por medio de la herramienta Google earth pro.

Figura 13

Escenario 2 ruta sugerida desde el pozo krono-1 hasta la planta en tierra



Nota. Barimetría desde el pozo kronos-1 hasta la costa sujeta al suelo marino.

4.3.3 Escenario 3

Los pozos submarinos están conectados a través de una línea de flujo con longitud de 25 km a una estación de compresión instalada en aguas someras a 294 m de profundidad. Luego el fluido es transportado a través de una tubería de 30 km de longitud a una planta en tierra, ubicada en el municipio de Arboletes.

Figura 14

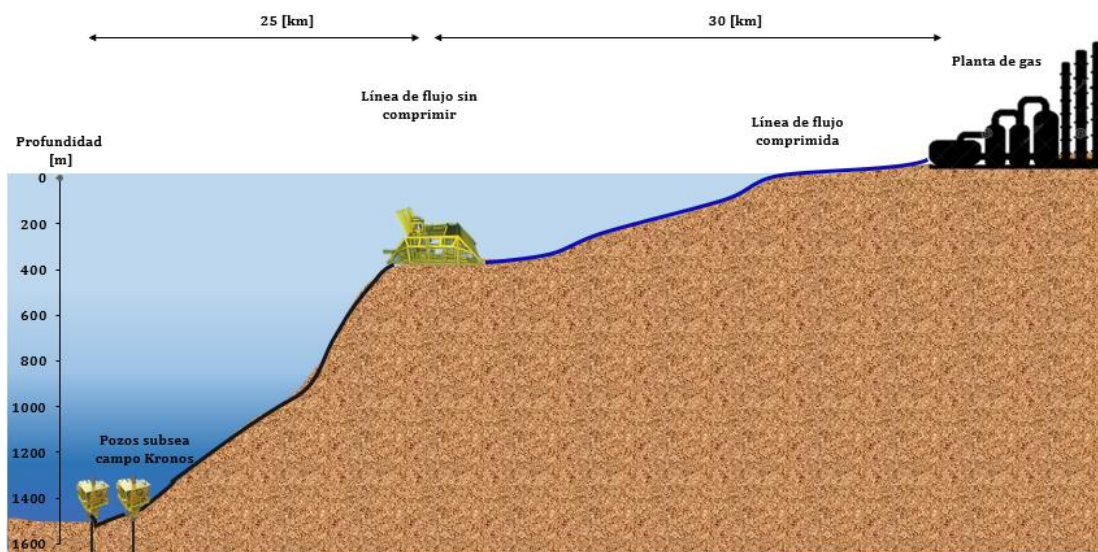
Escenario 3 sugerido para sistema de producción y transporte



Nota. vista satelital de los campos que se encuentran en los bloques fuerte sur y purple ángel, la ruta de producción y transporte sugerida desde el pozo kronos hasta la costa. Modelado por medio de la herramienta Google earth pro.

Figura 15

Escenario 3 ruta sugerida desde el pozo krono-1 hasta la planta en tierra.



Nota. Barimetría desde el pozo kronos-1 hasta la costa sujeta al suelo marino.

5. Simulación

Para evaluar la efectividad del transporte de gas mediante el funcionamiento de un compresor en el lecho marino por medio de líneas de flujo hasta una planta de gas es necesario contar con un histórico de producción teniendo en cuenta perfiles de temperatura y presión, presiones de exportación y entrega además de la composición del gas, entre otros. Datos desconocidos ya que la cuenca Sinú Offshore se encuentra en estado de exploración y evaluación. Por lo tanto, la información utilizada para la simulación es hipotética hasta que comience la producción. La composición se obtuvo mediante recopilación de 7 mezclas de gases típicas de pozos offshore del mundo las cuales son descritas en la Tabla 6.

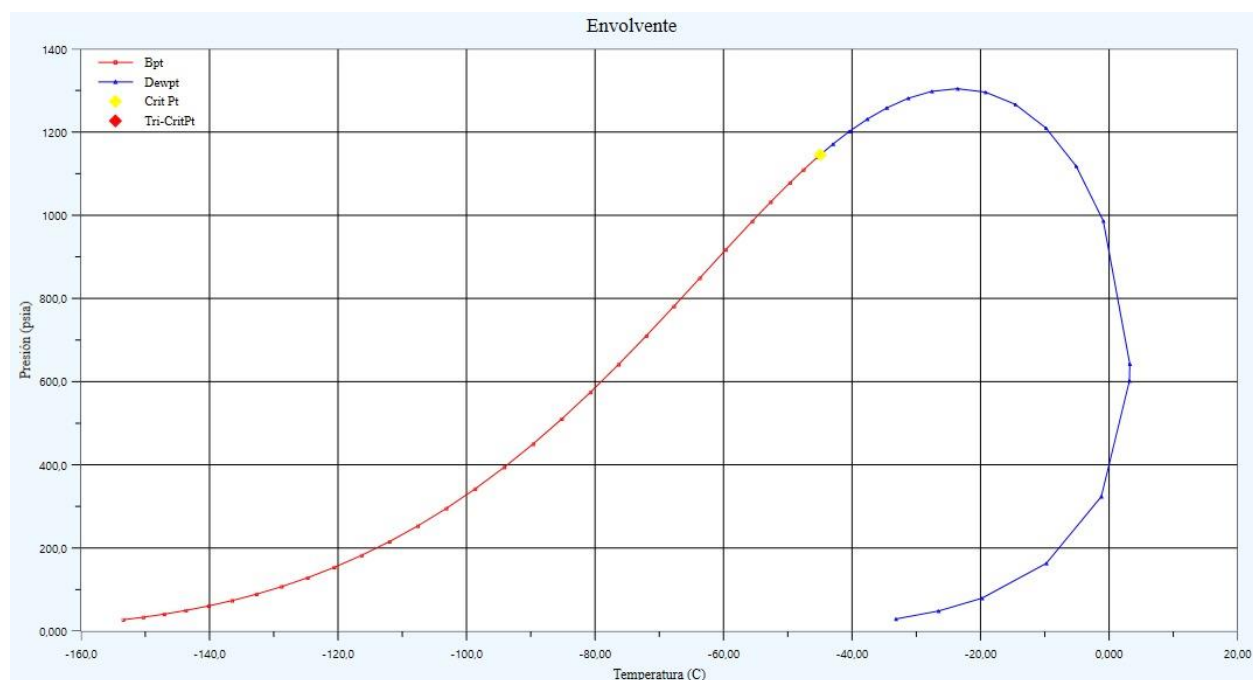
Tabla 7

Promedio de siete mezclas de gases recopilados de campos costa afuera.

	Co2	N2	O2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	nC6	C7+
Mezcla 1¹	1,5	0,69	0	89,92	5,72	1,74	0,13	0,21	0	0,09	0	0
Mezcla 2¹	1,5	0,26	0	59,6	16,8	18,9	1,3	1,2	0	0,44	0	0
Mezcla 3²	1,35	0,03	0	89,78	6,64	1,86	0,15	0,14	0,03	0,01	0,0013	0,0002
Mezcla 4³	0,39	0,06	0,04	93,18	3,82	1,74	0,44	0	0,33	0	0	0
Mezcla 5⁴	1,58	0,12	0	86,75	7,75	2,38	0,45	0,43	0,18	0,14	0,12	0,12
Mezcla 6⁴	0,34	2,16	0	81,54	8,48	4,63	0,5	1,42	0,27	0,37	0,32	0
Mezcla 7⁴	0,18	0,83	0	88,88	5,74	2,49	0,73	0,62	0,14	0,09	0,12	0,22
Promedio	0,977	0,593	0,006	84,236	7,850	4,820	0,529	0,574	0,136	0,163	0,080	0,049

Nota. Adaptado de ¹*Transport of north slope natural gas to tidewater* (p.32), por Baker, M, 2005, Alaska natural gas development authority. ² *Offshore Natural Gas Pipeline Transportation Alternatives: Capital Cost Comparisons* (p.5), por Campbell, J. M, 2013, Petroskills. ³ *Analysis of functioning of offshore pipelines of storage and transport of gas-condensate mixtures* (p.4), por Iskenderov, E. K, 2016, Academy for environment and life sciences, india. ⁴ *Technocal assistance sevice for the design,operation,and maintenance of gas plants* (p.26), por Campbell John and Company, 2003, Exploration company Columbia LTD.

Se utilizo el programa de simulación Aspen HYSYS el cual permite el diseño de diferentes procesos de la industria petrolera como es el caso de un sistema de compresión submarina a través de tramos de tubería con diferentes condiciones de presión y temperatura. Se utiliza las correlaciones de Peng-Robinson para definir la envolvente de fases presente en el promedio de la mezcla de gases descrita en la Tabla 6.

Figura 16*Envolvente de fase*

Nota. Modelado por medio del software *ASPEN HYSYS*

La envolvente fue construida luego de promediar el porcentaje molar de cada componente de las diferentes mezclas. La temperatura del lecho marino en el trayecto propuesto varía de 4°C a 25°C y al identificar esta temperatura en el diagrama de fases se advirtió baja probabilidad de condensación dando como resultado el flujo en una sola fase de la mezcla propuesta evitando así pérdidas adicionales de presión.

Para definir los datos de la simulación, se investigó y recopiló la información de campos en aguas ultra profundas de diferentes regiones del mundo los cuales no cuentan con recuperación primaria centrándose en campos ubicados en el mar del Norte y el Golfo de México, con el propósito de encontrar semejanzas tanto de profundidad, lámina de agua y características de los yacimientos costa fuera del Caribe Colombiano, puntualmente el campo Kronos.

La revisión de la literatura indica que la temperatura de fondo de pozo es aproximadamente igual a 65.5°C [150°F], por lo tanto, un valor aceptado para la temperatura de cabeza de pozo es de 30°C [86°F] con base en el gradiente de temperatura vs profundidad.

Para el caudal de gas se tuvo en cuenta tanto el potencial gasífero presente en la zona como en los caudales expuestos en los trabajos revisados previamente. Se determino que los siguientes caudales serán evaluados en la simulación: 150 ,350 ,400, 650 y 700 MMSCFD.

La Tabla 2 muestra que la mayoría de campos consultados implementan líneas de flujo con diámetro interno de 12 a 32 pulgadas. Se determinaron 4 diferentes diámetros para este estudio, la tubería empleada fue acero con cedula 40 debido a su aplicación como conductor de altas presiones y al cumplimiento de la norma API 5L especializada en producción en ambientes marinos.

El trayecto pozo-punto de entrega se dividió en segmentos teniendo en cuenta la barimetría del terreno con sus respectivas elevaciones. La tubería sin compresión para los 3 escenarios se dividió en 12 segmentos de 2 a 6 km y la segunda tubería con compresión en 5 segmentos de 6 a 50 km cada una.

Una vez los datos de la simulación fueron establecidos, la evaluación de las variables y condiciones tanto del compresor como de la tubería desde pozo hasta el punto de entrega se realizaron con la ayuda de un software de procesos ASPEN HYSYS. La Tabla 7 sintetiza los datos de la corriente de suministro, las condiciones operacionales y las propiedades de la tubería para el trayecto propuesto.

Se modela el transporte de gas por medio de un sistema de compresión submarino con el objetivo de conocer la distribución de la presión y temperatura a lo largo de la tubería para realizar operaciones seguras, seleccionar un diámetro que optimice el proceso tomando como base de

simulación el escenario 2. Se tienen en cuenta los siguientes factores: La caída de presión, el perfil de presión y temperatura, la velocidad superficial del gas y la formación de hidratos.

Tabla 8

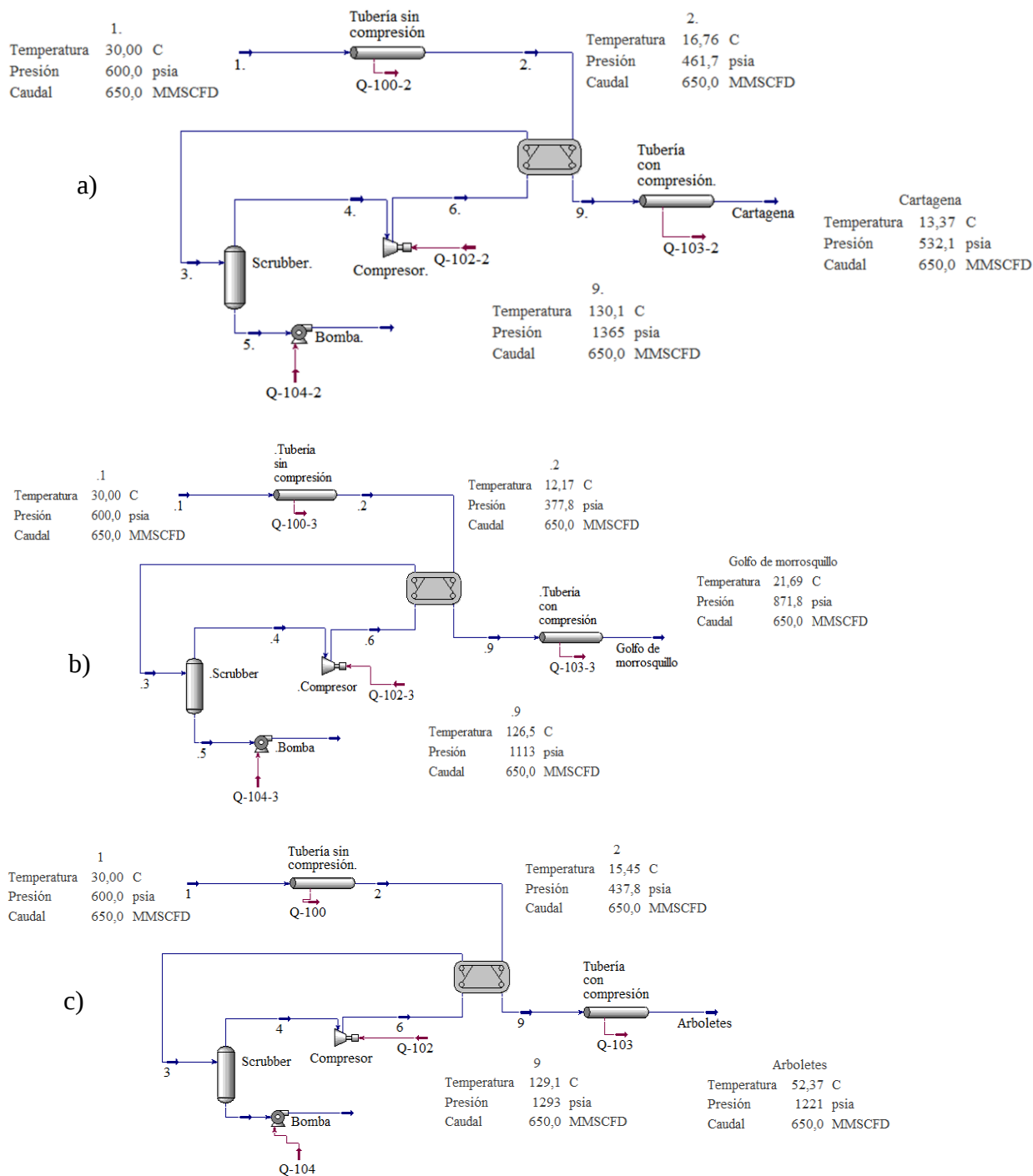
Datos suministrados al software APEN HYSYS

Corriente de suministro				
Datos	valor			Unidades
Presión	600			libras fuerza, Psi
Temperatura	30			Celsius, °C
Caudal	650			Millones de pies cúbicos estándar por día MMSCFD
Compresor				
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	
Profundidad	290	300	294	Metros, m
Eficiencia politrópica	65	65	65	Porcentaje, %
Relación de compresibilidad	3	3	3	
Tubería sin compresión				
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	
Coeficiente de transferencia de calor	0.25284	0.25284	0.25285	Btu/h-ft²-F
Longitud del trayecto	25	36	25	Kilómetros, Km
Espesor de la tubería	1.38	1.38	1.38	Pulgadas, in
Diámetro interno	30.62	30.62	30.62	Pulgadas, in
Rugosidad	0,0153	0,0153	0,0153	Milímetros, mm
Tubería con compresión				
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	
Coeficiente de transferencia de calor	1.2368	1.2369	1.2374	Btu/h-ft²-F
Longitud del trayecto	232	100	30	Kilómetros, Km
Espesor de la tubería	1.38	1.38	1.38	Pulgadas, in
Diámetro interno	30.62	30.62	30.62	Pulgadas, in
Rugosidad	0,0153	0,0153	0,0153	Milímetros, mm

Nota. Parámetros de simulación para el sistema de compresión en tres escenarios.

Figura 17

Esquema del modelo base de simulación de los 3 escenarios en HYSYS



Nota Esquemas de simulación a) Escenario 1 punto de entrega Cartagena; b) Escenario 2 punto de entrega Golfo de Morrosquillo; c) Escenario 3 punto de entrega Arboletes

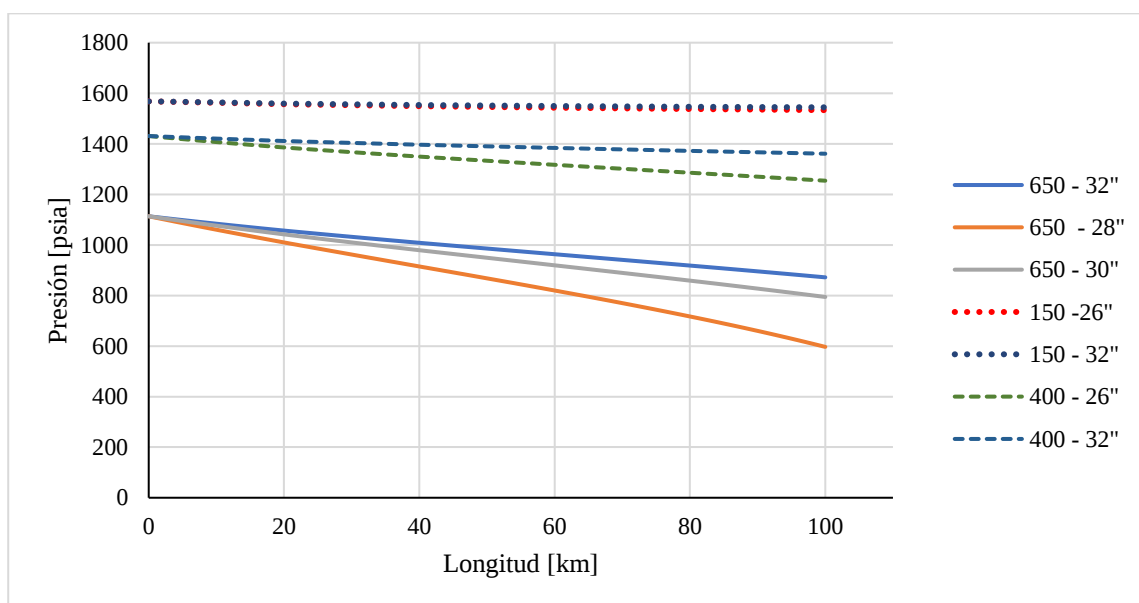
6. Análisis de resultados

La presión de entrega a los diferentes puntos de arribo se ve afectada debido al largo recorrido y diferentes picos de elevación que pueden llegar a medir hasta 1200 m dependiendo del trayecto que se elija. Sin embargo, en aras de sinterizar la efectividad del sistema de compresión se evalúa solamente el escenario 2.

6.1 Caída de presión

Figura 18

Variación de la caída de presión con diferentes caudales y diámetros internos de tubería



la caída de presión del gas se ve representada en la Figura. 17 durante el trayecto de 100 km de tubería desde el sistema de compresión hasta el punto de entrega en función de diferentes diámetros y caudales. Se observa que para caudales iguales o superiores a 650 MMSCFD la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro de la tubería, sin embargo, para caudales

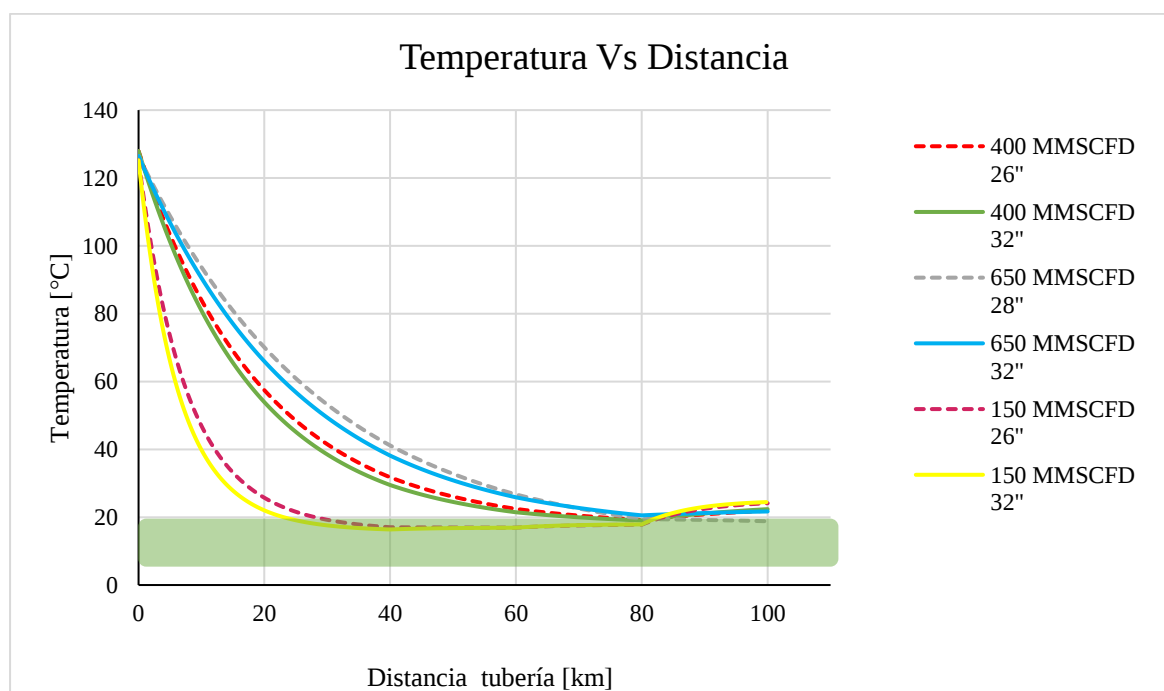
menores de 400 MMSCFD no se aprecian cambios significativos en la caída de presión al variar sus diámetros, lo que garantiza una presión de entrega superior a los 1200 psi.

6.2 Perfil de temperatura

El perfil de temperatura a través de 100 km de tubería está representado en la Figura 18, Se puede observar que la temperatura de entrada a la tubería es de 130 °C y cae abruptamente a menos de 1 km de recorrido debido al intercambio de calor entre la pared de la tubería y el lecho marino, Para caudales menores de 150 MMSCFD a los 30 km entra en la zona de formación de hidratos, siendo estos de tipo II debido al alto porcentaje de metano presente en el gas los cuales no obstruyen el flujo, pero generan daños en la tubería por corrosión. Por último, es evidente que los caudales superiores a 400 MMSCFD a 80 km la temperatura del gas disminuye a valores muy cercanos de los 20 °C probablemente por la barimetría presente en ese punto.

Figura 19

Perfil de temperatura a diferentes caudales



6.3 Velocidad del gas

La variación de la velocidad del gas a través de 100 km de tubería a diferentes diámetros y caudales se ilustra en la Figura 19. Se observa que la velocidad aumenta a medida que el diámetro disminuye sin importar la variación del caudal, sin embargo, para caudales inferiores a 150 MMSCD la velocidad es relativamente baja, lo cual puede presentar problemas de precipitación de sólidos causando taponamiento y por ende disminución en el diámetro de la tubería. Velocidades entre 4 y 20 m/s proporcionan ciclos de vida extendidos a la tubería por la baja probabilidad de que esta erosión, sin embargo, velocidades inferiores a 4 m/s llegan a causar condensación de líquidos.

Figura 20

Variación de la velocidad con respecto al diámetro interno de la tubería

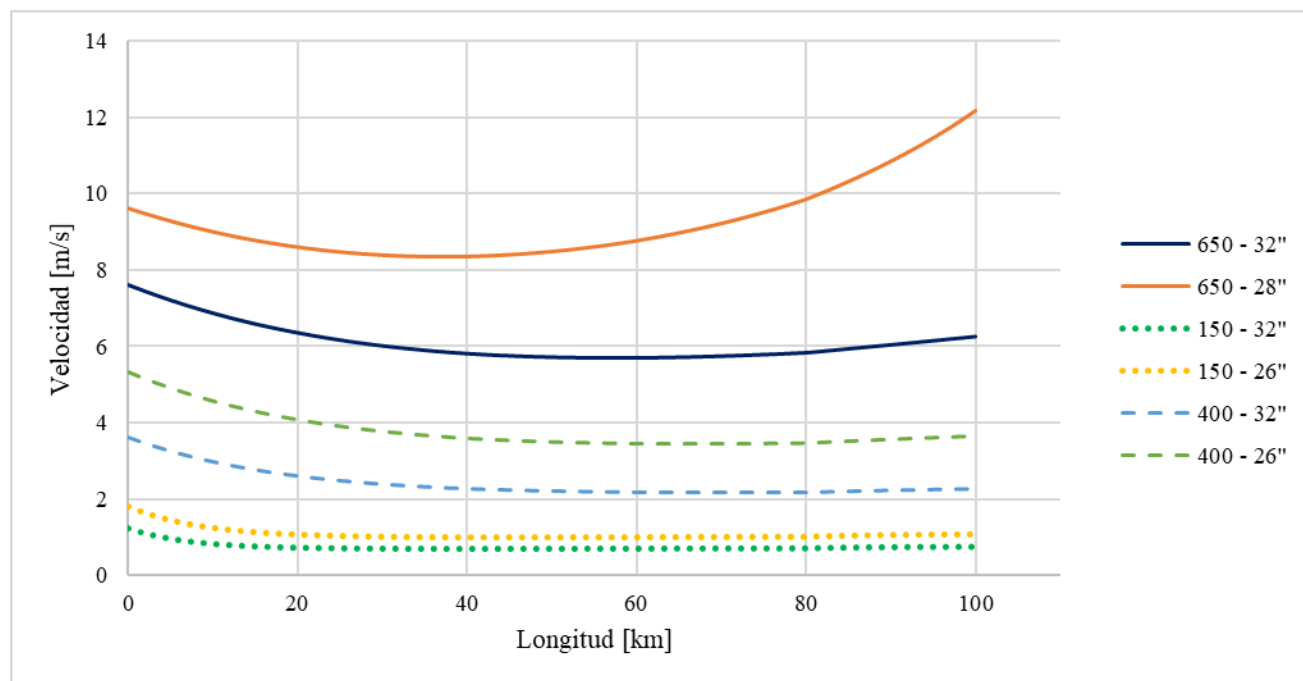


Tabla 9*Resultados análisis de sensibilidad compresor submarino*

Relación de compresión	Caudal [MMSCFD]	Potencia [Mw]	Compresor			
			Presión [psia]		Temperatura [°C]	
			Succión	Descargas	Entrada	Descarga
3	150	8,96	524	1568	20	125
	400	24,11	479	1431	20	128
	600	36,71	400	1197	20	127
	650	39,98	373	1113	20	126
	700	43,35	340	1015	20	125

En la tabla 9 se puede apreciar un breve resumen de los resultados obtenidos al simular el sistema para diferentes caudales, con una sola etapa de compresión dando a entender que a medida que aumenta el caudal, así mismo aumenta el requerimiento de potencia.

Tabla 10*Resultados análisis de sensibilidad línea de flujo comprimida*

Línea Comprimida						
Diámetro Externo [in]	Presión [psia]		Temperatura [°C]		Velocidad [m/s]	
	Entrada	Caída	Entrada	Salida	Entrada	Salida
150 [MMSCFD]						
32	1568	24	125	24	1,23	0,74
30		25		24	1,34	0,81
28		29		24	1,55	0,93
26		36		25	1,82	1,09
400 [MMSCFD]						
32	1431	70	128	22	3,63	2,26
30		86		22	3,98	2,51
28		120		22	4,59	3,05
26		158		25	5,34	3,69
600 [MMSCFD]						
32	1197	184	127	22	6,55	4,85
30		232		22	7,16	5,68
28		365		21	8,27	7,70
26		508		24	9,63	11,43

650 [MMSCFD]					
32		241		22	7,64
30		319		21	8,37
28	1113	516	126	21	9,65
26		831		23	11,23
700 [MMSCFD]					
32		331		21	9,03
30	1015	456	125	20	9,90

Un óptimo desarrollo para el escenario 2 *Golfo de Morrosquillo* se da cuando se utiliza un diámetro de 28 pulgadas con un caudal de 650 MMSCFD dando como respuesta una caída de presión solamente de [516 psia], sin entrar al rango de temperatura que tiende a la formación de hidratos, manejando un coeficiente de transferencia de calor de $5.169 \text{ kJ/h-m}^2\text{-}^\circ\text{C}$, a velocidades entre [9 - 12 m/s] las cuales aseguran la integridad de la tubería.

7. Conclusiones

Para optimizar la eficiencia de un compresor sin presentar daños mecánicos la temperatura de descarga no puede exceder de los 300 F y a su vez la relación de compresión debe ser menor a 4.

A medida que aumenta el caudal aumenta el requerimiento de potencia en el compresor.

El uso de una sola etapa de compresión en los 3 escenarios con un diámetro de tubería de 32 pulgadas cada uno, evidencio resultados favorables y concluyentes al lograr el transporte de 650 MMSCFD a diferentes puntos de entrega.

Al implementar un diámetro de 28 pulgadas con un caudal de 650 MMSCFD se maximiza el desarrollo del escenario 2 Golfo de Morrosquillo dando como respuesta una caída de presión de [516 psia], sin entrar al rango de temperatura que tiende a la formación de hidratos, manejando un coeficiente de transferencia de calor de $5.169 \text{ kJ/h-m}^2\text{C}$, a velocidades entre [9 - 12 m/s] las cuales aseguran la integridad de la tubería.

8. Recomendaciones

Evaluar la efectividad de un sistema de compresión submarino más robusto ejecutando una simulación con la producción tanto del campo Purple Angel como Gorgón.

Realizar una evaluación técnico económica de facilidades submarinas tanto en aguas profundas como ultra-profundas a nivel mundial con el fin de implementarlas en las zonas offshore de Colombia.

Desarrollar un sistema de compresión submarina comparando el desempeño de un compresor centrífugo vs un compresor axial en aguas profundas y ultra-profundas del Caribe Colombiano.

Referencias Bibliográficas

- Agencia nacional de hidrocarburos ANH. (2021). *Reservas producción*. Bogotá: Vicepresidencia de operaciones, regalías y participaciones .
- Baker, M. (2005). Transport of north slope natural gas to tidewater. *Alaska natural gas development authority*, 133-32.
- Birkeland, B., Boe, C., & Jensen, R. (2016). Gullfaks Subsea Compression - Subsea Commissioning, Start-Up and Operational Experiences. *Offshore Technology Conference*, 3-17. doi:10.4043/21159
- Campbell John and Company. (2003). Technocal assistance sevice for the design,operation,and maintenance of gas plants . 26.
- Campbell, J. (1992). *Gas conditioning and processing* (Vol. II). Norman,Oklahoma: Cambell pretroleum series.
- Campbell, J. M. (2013). Offshore Natural Gas Pipeline Transportation Alternatives: Capital Cost Comparisons. *Petroskills*, 2-5.
- D, & Freckelton, T. (2004). Subsurface Development Challenges in the ultra Deepwater N Kika Development . *Onepetro*, 3-5.
- Denney, D. (2013). Mensa Field: Deepwater Gulf of Mexico Case Study. *J Pet Technol*, 87-93. doi:<https://doi.org/10.2118/0513-0087-JPT>
- Denney, D. (2013). Mensa Field: Deepwater Gulf of Mexico Case Study. *J Pet Technol*, 87.
- Ecopetrol. (2014). *Resultados de Orca-1 confirmación potencial en esta cuenca*. Bogotá D.C.
- Ecopetrol, Shell. (2019). *Ubicación de pozos offshore descubridores y de producción* . Boletin informativo.

- IEA, International Energy Agency. (Mayo de 2018). *Offshore energy Outlook 2018*. Obtenido de International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/offshore-energy-outlook-2018>
- Iskenderov, E. K. (2016). Analysis of functioning of offshore pipelines of storage and transport of gas-condensate mixtures. *Academy for environment and life sciences, india*, 4-28.
- Jenkins, C., Duckett, A., Boyett, B., Glenton, P., Mills, A., & Schapper, C. (2008). The Jansz-Lo Gas Field, Northwest Shelf Australia: A Giant Stratigraphic Trap. *International Petroleum Technology Conference*. doi:10.2523/IPTC-12461-MS
- Kendall, H., David, M., Lee, T., & Tood, C. (2020). Worldwide survey of subsea processing. *Offshore magazine* , 10.
- Marcos, J., & Fernández, Á. (13 de Agosto de 2020). *Esglobal*. Obtenido de Los inestables escenarios del gas: <https://www.esglobal.org/los-inestables-escenarios-del-gas-offshore>
- Mundo compresor. (Agosto de 2019). *Mundo compresor portal industrial*. Obtenido de https://www.mundocompresor.co/articulos-tecnicos/diferentes-tipos-compresores#COMPRESORES_CENTR_FUGOS_AXIALES
- Narváez, P. (1999). Solución de Redes de Flujo para Gases Usando el balance de Nodos y el método de linealización de Ecuaciones. *Ingeniería e Investigación* N° 44, 2-7.
- Offshore. (2019). Norske Shell permite un acuerdo de marco de compresión submarina para Ormen Lange. *Offshore*.
- Ongoing project. (2017). Offshore oil and gas activities. *IDDRI*, 2-5.
- Oosterkamp, A., Helgaker, J., & Ytrehus, T. (2015). Modelling of natural gas pipe flow with rapid transients-case study of effect of ambient model. *ScienceDirect*, 3-10.

Portafolio. (23 de enero de 2020). A estudio, desarrollo de otras dos plantas de regasificación.

Portafolio. Obtenido de <https://www.portafolio.co/economia/a-estudio-desarrollo-de-otras-dos-plantas-de-regasificacion-537391>

Portafolio. (29 de Enero de 2020). Pozo orca iniciaría la entrega comercial de su gas en 2024.

Economía, págs. 10-3.

Rajasingam, D., & Freckelton., T. (Mayo de 2004). Subsurface Development Challenges in the

Ultra Deepwater Na Kika Development. *Onepetro*.
doi:<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.4043/16699-MS>

Ramsen, J., & S, E. (2009). Important aspects of gas temperature modeling in long subsea pipelines. *Galveston OnePetro*, 3-6.

Skofteland, H., Hilditch, M., Normann, T., Eriksson, G., Klas, N., Knut, P., . . . Camatti., a. M.

(2009). Ormen Lange Subsea Compression Pilot - Subsea Compression Station. *Onepetro*.
doi: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.4043/20030-MS>

Speoght, J. G. (2015). *Handbook of offshore oil and gas operations*. Laramie, Wyoming, USA: Elsevier.

TotalEnergies. (2019). *Culzean: a large gas project in the North Sea*. Francia.

Vesterkjaer, R., & Stein, J. (2019). Learning and Development from the World's First Operating Subsea. *SPE*, 4-12. doi:10.2118/194637-MS

Apéndice

Tabla A 1.

NOTACIÓN	
p	Presión, Psi
T	Temperatura, °C
C_R	Relación de compresión
n	Numero de etapas o compresores
n^*	Coeficiente politrópico
P_s, P_1	Presión de succión, Psi
P_d, P_2	Presión de descarga, Psi
HP	Caballos de fuerza, Hp
Q	Caudal de gas, MMSCF
Z	Factor de compresibilidad
P_{sc}	Presión pseudocrítica, Psia
T_{sc}	Temperatura pseudocrítica, °R
R	Constante universal de los gases, $(\text{psia} \cdot \text{ft}^3)/(\text{Lbmol} \cdot ^\circ\text{R})$
T_1	Temperatura de entrada, °C
T_D	Temperatura de descarga, °C
E_{poly}	Eficiencia politrópica
ρ	Densidad, Kg/m ³
v	Velocidad del gas, m/s
t	Tiempo, s
f	Factor de fricción, adimensional
Re	Numero de Reynolds
x	Distancia, m
U	Coeficiente de transferencia de calor, Btu/h-ft°F
D	Diámetro, in
C_v	Capacidad calórica a volumen constante,
T_{amb}	Temperatura ambiente, °C