

**Evaluación Hidráulica del Transporte de Gas en Fase Densa para el Desarrollo de
Campos Costa Afuera en el Caribe Colombiano**

Angélica María Rada Santiago

Brandon Humberto Vargas Vera

Trabajo de Grado para Optar el Título de

Ingeniero de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

M.Sc. en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

Contenido

Introducción.....	11
1. Fundamento Teórico.....	15
1. 1. Descripción de la Fase Densa	15
2. Comportamiento Termodinámico	16
2.1 Beneficios Hidráulicos.	18
2.1.1. Flujo en una sola fase.	18
2.1.2. Mayor capacidad de transporte.	18
2.1.3. Transporte de líquidos del gas (LGN).	18
2.1.4. Implementación de una sola tubería.	19
2.1.5. Adaptabilidad al terreno.....	19
2.1.6. Menor efecto Joule-Thomson	19
3. Proyectos a Nivel Mundial Con Fase Densa	20
4. Modelo Matemático	22
5. Metodología	27
5.1. Panorámica del Offshore colombiano	27
6. Escenarios de Desarrollo	31
6.1. Escenario A “Submarino + SEMI + Costa”.....	31
6.2. Escenario B – “Submarino + CPC + Costa”.....	32

6.3. Escenario C – “Submarino + Compresión Submarina + Costa”.....	33
7. Bases de Simulación.....	39
8. Resultado y Discusión	47
Conclusiones.....	57
Recomendaciones	58
Referencias Bibliográficas.....	59
Apéndice.....	65

Lista de Figuras

Figura 1. Envolvente de fase para un gas natural típico. Fuente: Autores.....	16
Figura 2. Efecto de enfriamiento Joule-Thomson.....	17
Figura 3. Actividad costa afuera, pozos Exploratorios perforados entre los años 2014-2017.	29
Figura 4. Escenario A propuesto para un desarrollo regional con plataforma semisumergible. ...	32
Figura 5. Tercer escenario propuesto para un desarrollo submarino..	33
Figura 6. Sistema de producción y transporte de gas de campos en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel.	36
Figura 7. Perfil batimétrico de las líneas de flujo y tubería de exportación.....	37
Figura 8. Envolvente de fases de tres tipos de gases típicos (Pobre, Intermedio y Rico).	42
Figura 9. Efecto de la profundidad sobre (a) la presión de yacimiento, (b) la presión en el cabezal de pozo y variación del diámetro interno de la tubería con el flujo de gas.	43
Figura 10. Efecto de la distancia de transporte sobre la presión de entrada de la tubería.	44
Figura 11. Variación de la presión a lo largo de la tubería. Perfil de presión del gas rico.	48
Figura 12. Variación de la caída de presión a lo largo de la tubería.	49
Figura 13. Efecto del diámetro sobre la caída de presión lineal.	50
Figura 14. Variación de la velocidad del gas a lo largo de la tubería.	51
Figura 15. Porcentaje de carga de líquido a lo largo de la tubería.....	52
Figura 16. Presión de entrada en un sistema de transporte en fase densa.	53
Figura 17. Presión de salida en el sistema de exportación de gas.....	54
Figura 18. Relación de erosión en un sistema de transporte de gas en fase densa.	55
Figura 19. Perfil de presión en una tubería de exportación de gas (28" DI)	56

Lista de Tablas

Tabla 1. Campos de Gas que aplican el transporte en Fase Densa en el mundo.	20
Tabla 2. Pozos exploratorios exitosos en aguas costa afuera entre los años 2014-2017.	28
Tabla 3. Arquitectura submarina – lista de equipos.....	34
Tabla 4. Promedio de seis mezclas de gases pobres recopilados de proyectos costa afuera.....	39
Tabla 5. Promedio de seis mezclas de gases intermedios recopilados de proyectos costa afuera.	40
Tabla 6. Promedio de seis mezclas de gas ricos recopilados de proyectos costa afuera.....	41
Tabla 7. Datos de Simulación.	45

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN HIDRÁULICA DEL TRANSPORTE DE GAS EN FASE DENSA PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS COSTA AFUERA EN EL CARIBE COLOMBIANO¹

AUTOR: ANGELICA MARIA RADA SANTIAGO

BRANDON HUMBERTO VARGAS VERA^{**}

PALABRAS CLAVES: Fase densa, Transporte de gas, Costa afuera, Aguas profundas, Aguas ultraprofundas.

DESCRIPCIÓN: Los recientes descubrimientos en el mar caribe, son el incentivo de búsqueda y esfuerzo por lograr un sistema eficiente de transporte de gas desde campos integrados en aguas profundas y ultraprofundas hasta los puntos de venta en tierra. El propósito de esta investigación es demostrar los beneficios del uso de la fase densa en futuros proyectos de transporte de gas y demostrar que, al operar a elevadas presiones, se previenen y mitigan riesgos de formación de líquido, se disminuyen los costos de mantenimiento en la tubería y la formación de flujo bache en ambientes de bajas temperaturas. Este estudio conceptual recoge información de campos productores de gas en aguas profundas y ultraprofundas en el mundo, junto a proyectos en fase densa como un soporte de casos de aplicación en el transporte y comercialización de gas. Adicionalmente, se establecen analogías con campos similares para obtener datos aproximados a la realidad y poder evaluar el desarrollo del campo objetivo.

Mediante sistemas de información geográfica, se recomienda una posible ruta posible para un gasoducto submarino, que logra integrar la producción de varios campos. Posteriormente, con la herramienta de simulación hidráulica Aspen HYSYS se planteó y analizó cómo el desempeño del transporte en fase densa representa una ventaja competitiva en largas distancias y batimetrías desafiantes, comparada con la manera convencional de transportar gas por tuberías submarinas.

¹ Trabajo de grado

^{**} Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION HYDRAULIC OF DENSE PHASE GAS TRANSPORT FOR THE DEVELOPMENT OF ULTRADEEP WATER FIELD IN THE OFFSHORE COLOMBIAN CARIBBEAN*

AUTHOR: ANGELICA MARIA RADA SANTIAGO

BRANDON HUMBERTO VARGAS VERA**

KEYWORDS: Dense phase, Gas transport, Offshore, Deep water, Ultra deep water.

DESCRIPTION: The recent discoveries in the Caribbean Sea are the search incentive and effort to achieve an efficient gas transportation system from integrated fields in deep and ultra-deep waters to the markets on land. The purpose of this research is to demonstrate the benefits of using the dense phase in future gas transportation projects and to demonstrate that, at high pressures, liquid formation, pipeline maintenance costs and slug flow formation in low temperature environments, are prevented and mitigated. This conceptual study stores information on gas fields in deep and ultra-deep waters, along with projects in dense phase as a support for cases of application in gas transportation and marketing. In addition, analogies are established with similar fields to obtain approximate data to the reality and to be able to evaluate the development of the target field.

Through geographic information systems, a possible route for an underwater pipeline is recommended, which would integrate the production of several fields. Subsequently, with the Aspen Hysys hydraulic simulation tool, it was considered and analyzed how the performance of dense phase transport represents a competitive advantage over long distances and challenging bathymetry, compared to the conventional way of transporting gas by submarine pipeline.

* Bachelor thesis.

* * Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Petroleum engineering school. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

Introducción

El gas natural tiene una demanda del 24% en la canasta energética mundial, con un crecimiento del 1,8% anual para los próximos 20 años (BP Energy, 2016). Con las cifras en aumento y una contribución de los campos costa afuera del 27% en la producción mundial de gas natural es necesario que la participación de este sector de la industria sea mayor al 8% estimado para el 2023 (Schröder & Ladischensky, 2016). El crecimiento de las actividades costa afuera en materia de gas es una de las soluciones para compensar el requerimiento energético en los distintos sectores de consumo (UPME, 2016).

El gas natural es la segunda fuente de energía más usada en Colombia debido a sus beneficios ambientales y económicos (Promigas, 2016). Este nuevo atractivo, obliga a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a ampliar las reservas de gas mediante la exploración de las cuencas sedimentarias en el Mar Caribe y el Mar Atlántico. El primer descubrimiento exitoso en aguas profundas del Caribe, ocurrió en el 2014 dentro del bloque Tayrona con el pozo Orca-1, ubicado a 40 km de la costa y a una columna de agua de 674 m. Este pozo reveló un potencial de hidrocarburos que asciende a los 284 millones de barriles equivalentes. Posteriormente en el 2015, se logra el hallazgo en aguas ultra profundas el pozo Kronos-1, que demostró presencia de hidrocarburos en el bloque Fuerte Sur a 3.720 de profundidad y hoy en día se proyecta como uno de los bloques costa afuera más prometedores en Colombia (Colombia Energía, 2016).

Es un desafío para la naciente industria costa afuera en Colombia garantizar el cuidado del medio ambiente, la integridad de los activos y la confiabilidad en cada una de las operaciones de exploración, producción y transporte de gas, todo con el fin de favorecer el desarrollo de los recientes hallazgos y consolidarse como segura y atractiva ante futuras empresas inversionistas (Lozano, 2016). Los yacimientos de gas en aguas profundas y ultra-profundas representan diversos retos, dentro de los cuales el aseguramiento de flujo durante el transporte por tuberías submarinas adopta mayor importancia. Los principales problemas que allí se presentan son el bloqueo de flujo, las bajas temperaturas, las largas distancias de transporte, además de los cambios en batimetría del lecho marino, las cuales afectan el comportamiento termodinámico e hidráulico del fluido (Iorio, Bruschi, & Donati, 2000).

La viabilidad de un proyecto costa afuera depende principalmente de los costos de perforación y de las líneas de transporte. Las tuberías submarinas representan al menos el 25% del costo total del proyecto y es una de las razones que justifican los estudios de aseguramiento de flujo (Nava, y otros, 2011). La predicción y mitigación del bloqueo del flujo en tuberías es parte de la filosofía de aseguramiento de flujo y se debería aplicar desde la fase inicial de un proyecto con el fin de minimizar los problemas operacionales.

Un gasoducto ubicado en ambiente de bajas temperaturas es propenso a la condensación de líquidos que ocasiona pérdidas de presión y acumulaciones en las partes más bajas de la línea. En el peor de los casos se generan tapones de hidratos o baches de líquidos que provocan daños físicos y reducción de la capacidad de la tubería (AlHarooni, Barifcani, Pack, & Iglauer, 2016). Por lo

tanto, en la mayoría de los casos se opta por realizar constantes operaciones de limpieza o construir doble tubería, una para gas y otra para líquidos del gas aumentando el costo del proyecto (Schaefer, 1991). Además, desde la perspectiva de un desarrollo regional y en el caso de que surjan nuevos descubrimientos, las tuberías convencionales no están diseñadas para ampliar la capacidad de transporte, en consecuencia, se debe instalar una tubería adicional para poder manejar el flujo de gas requerido.

Una alternativa que mitiga los problemas de condensados en las líneas de transporte de gas por tubería submarinas es la fase densa. El gas proveniente de campos offshore en Colombia puede ser transportado en esta fase, impidiendo la formación de líquidos a través de largas distancias de tubería. La fase densa posee una viscosidad similar a la del gas con una densidad cercana a la del líquido. Su alta densidad favorece el transporte de gas natural, permitiendo transferir mayor cantidad de masa por unidad de volumen (Moshfeghian, 2009).

El campo Asgard, ubicado en la zona central del mar de Noruega, es el complejo submarino con el mayor desarrollo tecnológico del mundo y el primero en utilizar la fase densa para transportar gas natural por tubería submarina (Maribu, Falck, & Burman, 2001). El gasoducto tiene una longitud de 707 km con un diámetro de 42'' y está diseñado con una capacidad que excede sus tasas de producción, permitiendo que otros campos productores de gas estén vinculados al sistema. Además, a elevadas presiones de transporte, se evita el colapso hidrostático de la tubería (Helland, Ohm, & Johannessen, 2001).

El proyecto Offshore Associated Gas (OAG Project) también hace uso de la fase densa en la región de Emiratos Árabes Unidos. En este campo el gas es comprimido, deshidratado y transportado a través de un gasoducto de 30'' que logra transferir $15\text{MSm}^3/\text{d}$ (530 MMSCFD) desde las facilidades de producción en Das Island hasta las facilidades de procesamiento en Habshan. La tubería opera a condiciones de alta presión con un inventario mínimo de líquidos en toda la envolvente operativa. (AlRaeesi & Al Kaabi, 2016).

En ambientes árticos se propone transportar gas de peso intermedio por tubería en fase densa a presiones ultra elevadas, alrededor de los 25 MPa. El transporte por tubería de alta presión elimina la necesidad de líneas separadas de gas-líquido y servicios de limpieza. Además, los fluidos fluyen a temperaturas casi constantes a pesar de las bajas temperaturas y exhiben un bajo efecto de enfriamiento Joule-Thomson (King, 1992).

1. Fundamento Teórico

1. 1. Descripción de la Fase Densa

El concepto de fase densa se enunció por primera vez en 1971 para describir sistemas que operan a condiciones de presión y temperatura en las que un fluido se encuentra en una sola fase. En esta región el gas se convierte en un fluido denso, altamente compresible que demuestra propiedades tanto del gas como del líquido (King, Kedge, Zhou, & Matuszkiewicz, 2002).

Para operar en la región de fase densa, la presión de funcionamiento normal mínima en la tubería debe ser mayor que la cricondenbárica, definida como la presión máxima a la que tanto el vapor como el líquido existen en equilibrio para un sistema de hidrocarburos multicomponente. La Figura 1 muestra que la fase líquida no puede estar presente a presiones por encima de los 20.7MPa (2700psi). El área por encima de la envolvente de fase se conoce como región de fase densa (Corbett, Bowen, & Petersen, 2004).

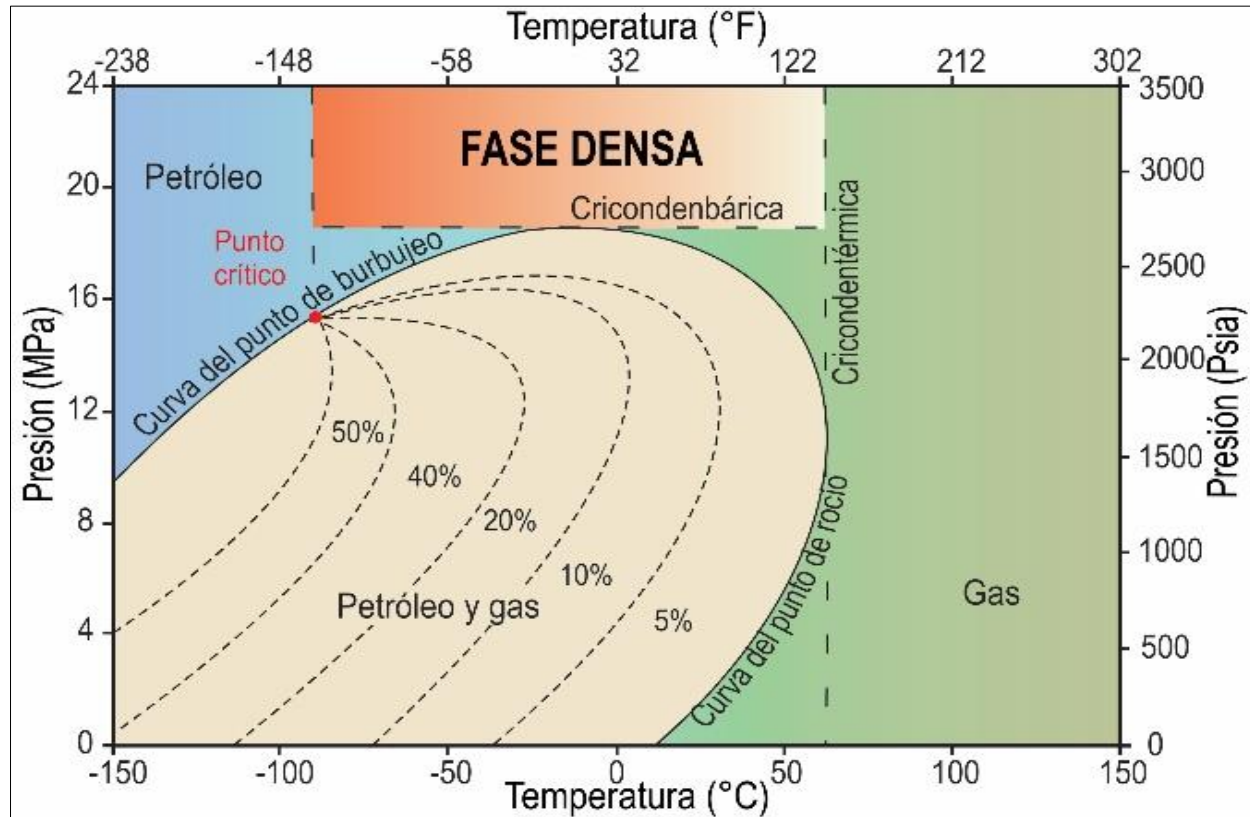


Figura 1. *Envoltura de fase para un gas natural típico. Fuente: Autores*

2. Comportamiento Termodinámico

La fase densa es una cuarta fase (Sólida, Líquida, Gaseosa, Densa) que no puede ser descrita por los sentidos. La fase densa posee una viscosidad similar a la de un gas, pero una densidad muy cercana a la de un líquido y normalmente tiene una mejor capacidad de disolución en comparación con los líquidos. Esta cuarta fase tiene propiedades de expansión y contracción con cambios de

temperatura similares a los vapores. Sin embargo, al igual que los líquidos, son relativamente incompresibles. (Moshfeghian, 2010).

El coeficiente de Joule-Thomson se define termodinámicamente como la variación de la temperatura por un cambio de presión a entalpía constante. Los fluidos en fase densa exhiben menor efecto de enfriamiento Joule-Thomson que los gases a presiones convencionales menores a 1450,38 psia. En sistemas de alta presión la temperatura es casi constante y, como resultado, se obtiene la reducción y control del diferencial de temperatura entorno a la tubería como se observa en la Figura 2 (King, 1992).

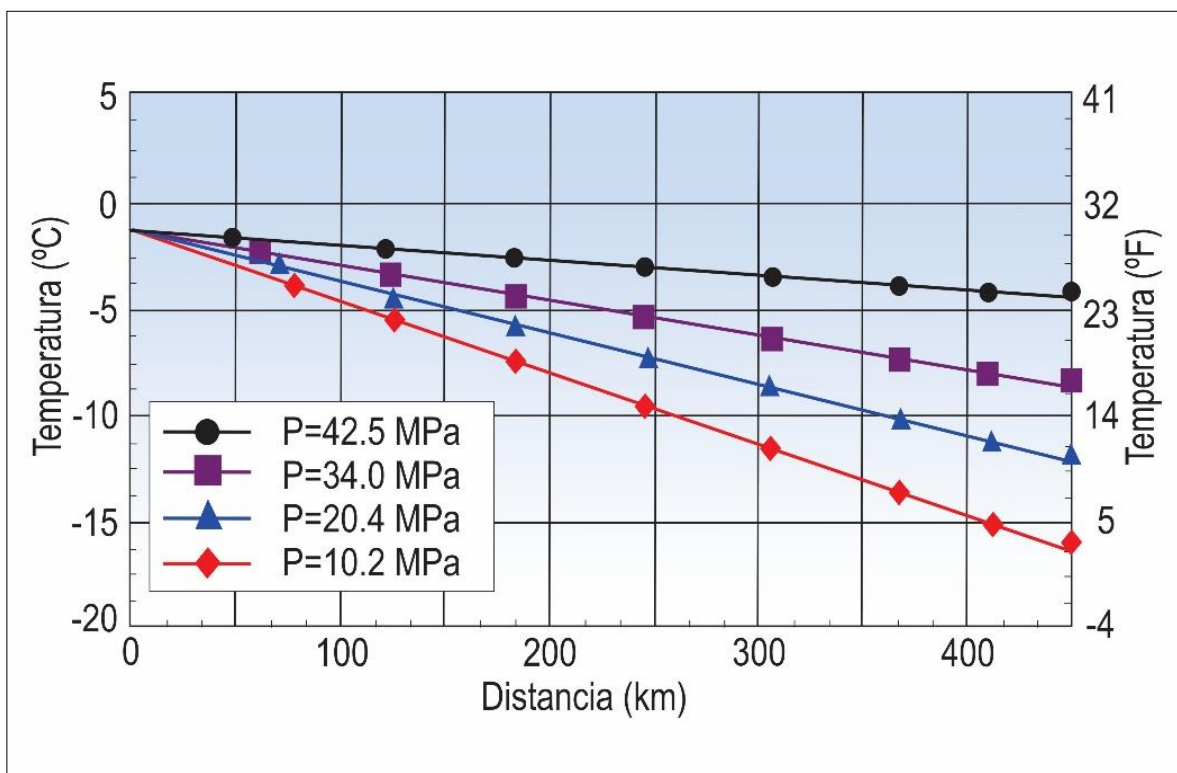


Figura 2. Efecto de enfriamiento Joule-Thomson.

2.1 Beneficios Hidráulicos.

Estos beneficios demuestran cómo la implementación de la fase densa tiene el potencial de influir en el desempeño operacional y conducir a la optimización del transporte de gas natural por tuberías. La fase densa ofrece múltiples beneficios operativos y económicos detallados a continuación:

2.1.1. Flujo en una sola fase. Operar a altas presiones permite que el gas viaje en un estado de fase densa sin la formación de condensados. Como resultado, se reducen las operaciones de limpieza y la caída de presión en las líneas, lo que resulta en un menor costo de operación (OPEX) a lo largo del proyecto. (Moshfeghian, 2010)

2.1.2. Mayor capacidad de transporte. El conjunto de elevadas presiones y alta densidad de la fase densa conduce a transferir mayores volúmenes de gas a través de diámetros más pequeños de tubería, lo que permite transportar más masa por unidad de volumen (King, Kedge, Zhou, & Matuszkiewicz, 2002).

2.1.3. Transporte de líquidos del gas (LGN). El metano es quizás el hidrocarburo menos económico para transportar debido a su bajo contenido de energía utilizable por unidad de volumen. La habilidad para transportar hidrocarburos más pesados en una tubería a elevadas presiones provee la oportunidad de diseñar un proyecto rentable (Baker, 2005).

2.1.4. Implementación de una sola tubería. La disponibilidad de equipos que toleran elevadas presiones para la transmisión de gas permite considerar como una opción y alternativa de desarrollo, el concepto de fase densa. Las corrientes se pueden combinar para formar un fluido denso de una sola fase, que permite ahorros en el número de tuberías y en la instalación en comparación con un desarrollo utilizando dos tuberías monofásicas (AlRaeesi & Al Kaabi, 2016)

2.1.5. Adaptabilidad al terreno. Las tuberías que transportan fase densa a alta presión tienen diámetros más pequeños y espesores de pared más gruesos que las líneas que operan a presiones convencionales de una capacidad similar de flujo. Los diámetros más pequeños permiten que las líneas sean más flexibles para adaptarse a los movimientos diferenciales sin inducir grandes esfuerzos de flexión. Al mismo tiempo, los espesores de pared más gruesos son capaces de soportar flexión sin pandeo, haciéndolos más seguros y confiables que tuberías de presión convencionales.

2.1.6. Menor efecto Joule-Thomson. La temperatura del gas natural a elevadas presiones permanece cercana a la del suelo con perfiles de temperatura relativamente constantes debido al bajo efecto de enfriamiento Joule-Thomson (Corbett, Bowen, & Petersen, 2004).

3. Proyectos a Nivel Mundial Con Fase Densa

En proyectos costa afuera se destaca el Sistema de Transporte Asgard, con un gasoducto a profundidades máximas de 350 metros (1150 ft). El sistema de tubería transporta gas rico y está diseñado para operar en fase densa con una presión superior a la cricondenbárica de 10 MPa (1450 psi). Sin embargo, para mantener una relación diámetro – espesor baja y prevenir un colapso hidrostático de la tubería, su presión de diseño se fijó en 21 MPa (3046 psi) (Helland, Ohm, & Johannessen, 2001). De manera similar, el proyecto OAG transporta gas ácido a través de una tubería diseñada para satisfacer el aumento de la demanda de gas de 15 a 28 MSm³/d (530 – 1000 MMSCFD). El fluido dentro de la región de fase densa proporcionó ventajas significativas como una baja velocidad de flujo, un menor diámetro interno y un mayor potencial de extracción de líquidos del gas natural (AlRaeesi & Al Kaabi, 2016).

Tabla 1.
Campos de Gas que aplican el transporte en Fase Densa en el mundo.

Proyecto	Presión de salida	Profundidad	Caudal	Diámetro	Distancia
	[psi] ²	[m] ³	[MMSCF] ⁴	[in] ⁵	[km] ⁶
Asgard Transport System ^a	3075	350	1650	42	684

² Presión del gas a la salida de la tubería de transporte.

³ Profundidad desde la superficie del mar al suelo marino sobre la posición de la plataforma de producción.

⁴ Caudal o tasa de gas que transporta la tubería en fase densa por día.

⁵ Diámetro nominal externo de la tubería de alta presión.

⁶ Distancia del trayecto que recorre el gas en fase densa a través de la tubería hasta llegar a la superficie continental o planta de tratamiento en tierra.

Central Area					
Transmission System ^b	2600	90	1600	36	404
Liwan Export Pipeline ^c	1750	200	330	30	248
OAG Project Pipeline ^d	2200	30	530	30	212

Nota: Esta tabla está basada de información suministrada por varios artículos de conferencias y revistas enunciadas en orden de aparición a continuación ^a Helland, A. I., Ohm, A.; Johannessen, A. (2001). Åsgard Transport Pipeline -- Onshore Section, Stavanger & Crome, T.; Binet, E.; Mjøen, S. (2007). Smoothbore Flexible Riser for Gas Export. Houston, Texas. ^b Haynes, M. D. (1993). The Central Area Transmission System (Cats) And Central Graben Development, Houston, Texas., & Rhodes, E. F.; Openshaw, P. J.; Carnell, P. J. H. (1999). Fixed-bed technology purifies rich gas with H₂S, Hg. Billingham. ^c Zhou, Yi., & Hao. (2013). Process Design Considerations of Large Central Platform for LW3-1 Deepwater Gas Development. Anchorage., & Bavidge, M. (2013). Husky Liwan Deepwater Subsea Control System., Houston, Texas. ^d AlRaeesi, F.; Al Kaabi, N. (2016), Impacts of Dense Phase Flow on Pipeline Capacity - Case Study., Abu Dhabi.

En cuanto a ambientes árticos, se ha propuesto el uso de tuberías de alta presión con la cual se superan desafíos como el terreno con permafrost, el descongelamiento del suelo y las bajas temperaturas. A su vez en Alaska se planteó el proyecto All - Alaska LNG en el cual se transmite gas natural enriquecido a través de una tubería de alta presión y diámetro pequeño desde Prudhoe Bay hasta Cook Inlet. Las tuberías de alta presión que actualmente se proponen para los diferentes proyectos de gas, permiten el transporte de butano, propano y etano con metano en un estado de fase densa. El enriquecimiento del gas es ventajoso ya que aumenta el flujo térmico a través del sistema, incrementando los ingresos por unidad de volumen transportado y los ingresos por unidad de capital invertido en comparación con el transporte de gas relativamente pobre en componentes de hidrocarburos no metanos (Baker, 2005).

4. Modelo Matemático

El transporte de gas a través de tuberías submarinas de alta presión puede ser modelado resolviendo numéricamente las ecuaciones de continuidad, momento y conservación de la energía las cuales describen el flujo viscoso y compresible en una sola dirección, con transferencia de calor. (Jan Fredrik Helgaker, 2012).

Continuidad

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

Momento

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

Energía

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

En la ecuación de continuidad, el primer término representa la acumulación de masa en la tubería en función del tiempo, donde la densidad está relacionada directamente con la presión e indirectamente con la temperatura según se observa en la ecuación de estado de los gases reales.

$$\frac{p}{\rho} = ZRT \quad (4)$$

El factor de fricción, f en la ecuación de momento, es una cantidad adimensional que expresa la pérdida de presión debido a la interacción entre el fluido y la pared de la tubería. Predecir el factor de fricción correcto y su comportamiento para diferentes regímenes de flujo es de gran importancia para determinar la capacidad hidráulica de las tuberías de transporte. La correlación de Colebrook-White es la ecuación más usada para determinar el factor de fricción en las tuberías de gas natural. Sin embargo, el número de Reynolds típico para el transporte de gas a través de tuberías submarinas en fase densa es de 10^7 , lo que indica que el factor de fricción se encuentra entre el flujo turbulento suave y el flujo totalmente turbulento. Para el flujo en fase densa el Grupo de Investigación Europeo de Gas (GERG) sugiere la siguiente fórmula de fricción modificada.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -\frac{2}{n} \log \left[\left(\frac{1,499}{drRe\sqrt{f}} \right)^{0,942ndr} + \left(\frac{\epsilon}{3,7D} \right)^n \right] \quad (5)$$

Donde dr es el factor de empuje que representa otras pérdidas de presión como la curvatura y las conexiones, y n se usa para controlar la forma de la transición. Cuando $n=1$ corresponde a una transición suave mientras que $n=10$ implica una transición abrupta. (Helgaker, 2013).

Para el cálculo de las propiedades termodinámicas (entalpía, energía interna, capacidad calorífica y coeficientes de Joule-Thomson) requerido en la determinación de los perfiles hidráulicos de gasoductos con altas presiones o fase densa, se recomienda utilizar la ecuación de estado GERG 2004. Las ecuaciones de GERG 2004 se denotan en términos de energía libre de Helmholtz con la temperatura y la densidad como variables independientes. El factor de compresibilidad puede ser determinado en función de la temperatura y densidad reducidas.

$$\frac{p(\delta, \tau)}{\rho RT} = 1 + \delta \alpha_{\delta}^r \quad (6)$$

A elevadas presiones la viscosidad de un fluido denso es similar a la de un gas, esta condición dificulta la evaluación completa de la viscosidad en función de la temperatura y la presión. Sin embargo, Lee-González-Eakin (LGE) reportó varias expresiones semi-empíricas que correlacionan la viscosidad a presiones entre los 100 - 8000 psia con una desviación estándar de $\pm 2.7\%$. La viscosidad de un fluido en fase densa puede ser calculada mediante la *Ecuación 7* (Anthony L. Lee, 1966).

$$\mu = K \exp(X(\rho/1000)^Y) \quad (7)$$

Donde

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)(9T/5)^{1.5}}{209 + 19M + (9T/5)} \quad (8)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(9T/5)} + 0.01M \quad (9)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (10)$$

Por último, en la ecuación de energía, el término final representa el intercambio de calor entre el gas y el entorno, y está dada por la *Ecuación 11*.

$$\dot{Q} = U \cdot A \cdot (T_{amb} - T_{gas}) \quad (11)$$

Cuando una tubería está expuesta al agua, la transferencia de calor entre la pared exterior y el agua se modela utilizando un coeficiente de transferencia de calor de pared, suponiendo que no hay acumulación de calor en el agua del mar. El coeficiente total de transferencia de calor U para una tubería es:

$$U = \left[\frac{r_0}{r_i} \frac{1}{h_1} + \sum_{n=1}^N \left(\frac{r_0}{\lambda_n} \ln \left(\frac{r_n}{r_{n-1}} \right) \right) + \frac{1}{h_0} \right]^{-1} \quad (12)$$

Un valor típico de U para tuberías expuestas a flujos bajos y altos es de agua de mar es de 3.13 Btu/h·ft²·°F, ya sea que la temperatura ambiente se mantenga constante o incremente (Joakim Ramsen, 2009).

En tuberías totalmente expuestas al agua el coeficiente de transferencia de calor externo puede ser calculado mediante la *Ecuación 13* donde el número de Nusselt puede ser obtenido de la *Ecuación 14*.

$$h_0 = \frac{Nu \cdot k_{sea}}{d_0} \quad (13)$$

$$Nu = 0,26 \cdot Re^{0,6} \cdot Pr^{0,3} \quad (14)$$

El intercambio de calor con el entorno descrito en la *Ecuación 12* conduce a un cambio en la temperatura del gas a lo largo de la tubería. Este cambio afecta el perfil de temperatura del gas y esta descrito en la *Ecuación 15*.

$$T_2 = \frac{T_1 - T_{amb} + \frac{J}{a}}{e^{aL}} + T_{amb} - \frac{j}{a} \quad (15)$$

$$\text{Donde } a = \frac{\pi \cdot d \cdot U}{m \cdot c_p} \quad (16)$$

5. Metodología

5.1. Panorámica del Offshore colombiano

En los últimos años, Colombia reinició actividades costa afuera después de estar ausente por más de dos décadas con el campo Chuchupa en zona somera cercana al continente. Con la apertura de la adjudicación de bloques y suscripción de contratos en el 2004, la industria costa afuera ha venido en aumento, acumulando en la actualidad 12 áreas en exploración, 9 áreas en evaluación técnica y un área en producción. La exploración costa afuera ha brindado la oportunidad de incorporar nuevas reservas de crudo y gas al país y fomentar una estabilidad energética a largo plazo (Belalcázar, 2017). La Tabla 2, demuestra los mayores éxitos en aguas del Caribe iniciando con el prospecto más grande en Latinoamérica para el 2016, Orca y finalizando con el Pozo Gorgón descubrimiento que prueba la existencia de gas en una estructura localizada en el mismo tren geológico del campo Kronos.

Tabla 2.
Pozos exploratorios exitosos en aguas costa afuera entre los años 2014-2017.

Pozo Exploratorio	Año	Bloque	Empresa	Distancia	Profundidad	Lámina de agua	Coordenadas Geográficas ⁷
				[km] ⁸	[m]	[m]	
Orca-1	2014	Tayrona	Petrobras 40% Ecopetrol 30% Repsol 30%	40	4,240	674	Lat 12°46'57.42"N Long 71°35'49.2"W
Kronos-1	2015	Fuerte Sur	Ecopetrol 50% Anadarko 50%	58.7	3,720	1,584	Lat 09°09'53.9"N Long 76°49'55.9"W
Purple Angel-1	2017	Purple Angel	Ecopetrol 50% Anadarko 50%	65	4,795	1,835	Lat 10°27'11.8"N Long 76°15'25.4"W
Gorgon - 1	2017	Purple Angel	Ecopetrol 50% Anadarko 50%		4,575	2,316	Lat 09°25'59.28"N Long 76°44'54.1"W

Nota: Pozos exploratorios perforados en los últimos 5 años con prospecto exitoso de aumento en las reservas de crudo y gas al país. Fuente: Boletín informativo por parte de Ecopetrol S.A.

El primer gran descubrimiento en aguas del Caribe colombiano fue el pozo exploratorio Orca-1, el mayor hallazgo en hidrocarburos de Latinoamérica en el 2014. Posteriormente, el pozo Kronos-1 verificó la presencia de hidrocarburos en aguas ultra profundas al hallar un cierre estructural en tres direcciones frente a una estructura de cabalgamiento, confirmando el modelo geológico propuesto de una arena neta gasífera de 40 a 70 metros de espesor. Para respaldar el estado comercial del gas almacenado en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel, la empresa

⁷ Las coordenadas geográficas fueron proporcionadas por el Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas del Caribe como aviso a los navegantes No.033 de 2015 y No.26 al 28 de 2017.

⁸ Es la distancia más corta medida en línea recta sujeta al suelo marino desde la coordenada e ubicación a plataforma continental mediante la herramienta de información geográfica ArcGIS©2017.

Anadarko inició perforaciones en el primer trimestre del 2017 con el pozo Purple Angel -1, el cual aumentó la columna de gas del campo Kronos a 520 metros. La perforación de estos dos pozos confirma el potencial de hidrocarburos que contiene esta provincia al sur del Caribe colombiano (Ecopetrol, 2017).

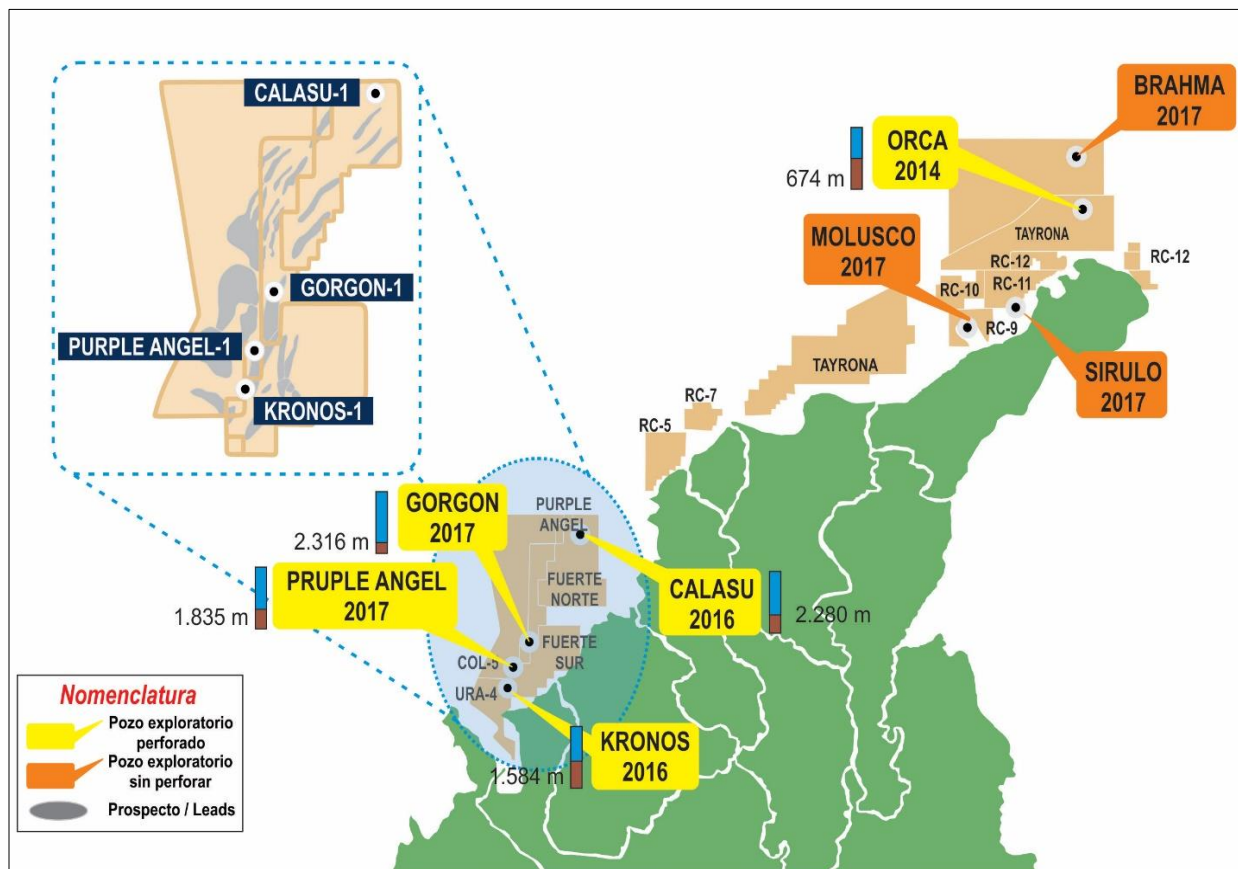


Figura 3. Actividad costa afuera, pozos Exploratorios perforados entre los años 2014-2017.

Fuente: Adaptación de varios boletines informativos durante el año 2016 y primer trimestre del 2017 por parte de la Agencia Nacional de los Hidrocarburos ANH, Ecopetrol S.A y Anadarko Petroleum Company.

Para el año 2017 se planea la perforación de cuatro nuevos pozos; Gorgon-1 a 27 kilómetros de Purple Angel en el segundo trimestre, Siluro en el bloque RC-11 operado por la empresa española

Repsol en el tercer trimestre y en la última parte del año el pozo Molusco 1, en el bloque RC-9 y el pozo Brahma a cargo de Petrobras, Ecopetrol, Repsol y Staoil en el bloque Tayrona.

Según estudios de la ANH, el 20% del análisis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos (“yet to find”) del país se encuentra en área costa afuera. El 15% de este análisis de potenciales descubrimientos están ubicados en la cuenca offshore Guajira con el pozo Orca-1, y en la cuenca offshore Sinú con los pozos Kronos-1 y Purple Angel -1. En la Figura 4, se ilustra la distribución de los bloques y la ubicación de los pozos más destacados en el área costa afuera del Mar Caribe, de igual manera se muestra un esquema con la estructura geológica y las capas que atraviesa el pozo Kronos-1.

La zona que cubre la plataforma continental del Caribe corresponde a la faja Sinú Offshore y se encuentra ubicada al noroeste de Colombia entre la desembocadura del río Magdalena hasta el suroeste del golfo de Urabá. La cuenca presenta yacimientos de arenisca negra y arenisca de grano grueso, con gran acumulación de areniscas turbidíticas contra los flancos de diapiros de shale. La faja Sinú tiene numerosas estructuras y estratigrafías en una adecuada roca generadora y migratoria de hidrocarburos. (Universidad Nacional de Colombia Sede Bogotá, 2012).

6. Escenarios de Desarrollo

En esta sección, se muestran varios escenarios para el desarrollo del campo Kronos. Por lo tanto, los escenarios son estudiados con base a la implementación de la fase densa y con una visión para el desarrollo regional de campos cercanos. Teniendo en cuenta la adopción de pozos submarinos o plataformas flotantes, y la combinación de si el flujo se transporta a través de una plataforma de procesamiento o directamente a una planta costera. Se consideran tres tipos de escenarios de desarrollo para el campo Kronos:

6.1. Escenario A “Submarino + SEMI + Costa”.

Se adoptan pozos submarinos para la producción de gas. Una plataforma de producción semisumergible (SEMI) se construye en Kronos para procesar e impulsar el fluido. El gas procesado se exporta a través 147 km de tubería hasta la planta en tierra. Hasta el momento el transporte de gas en fase densa ha sido desplegado desde una plataforma fija o flotante en donde el gas se separa, deshidrata, comprime y se exporta por tubería de alta presión. El escenario planteado está basado en la estructura y arquitectura submarina del campo Asgard en el Mar del Norte.

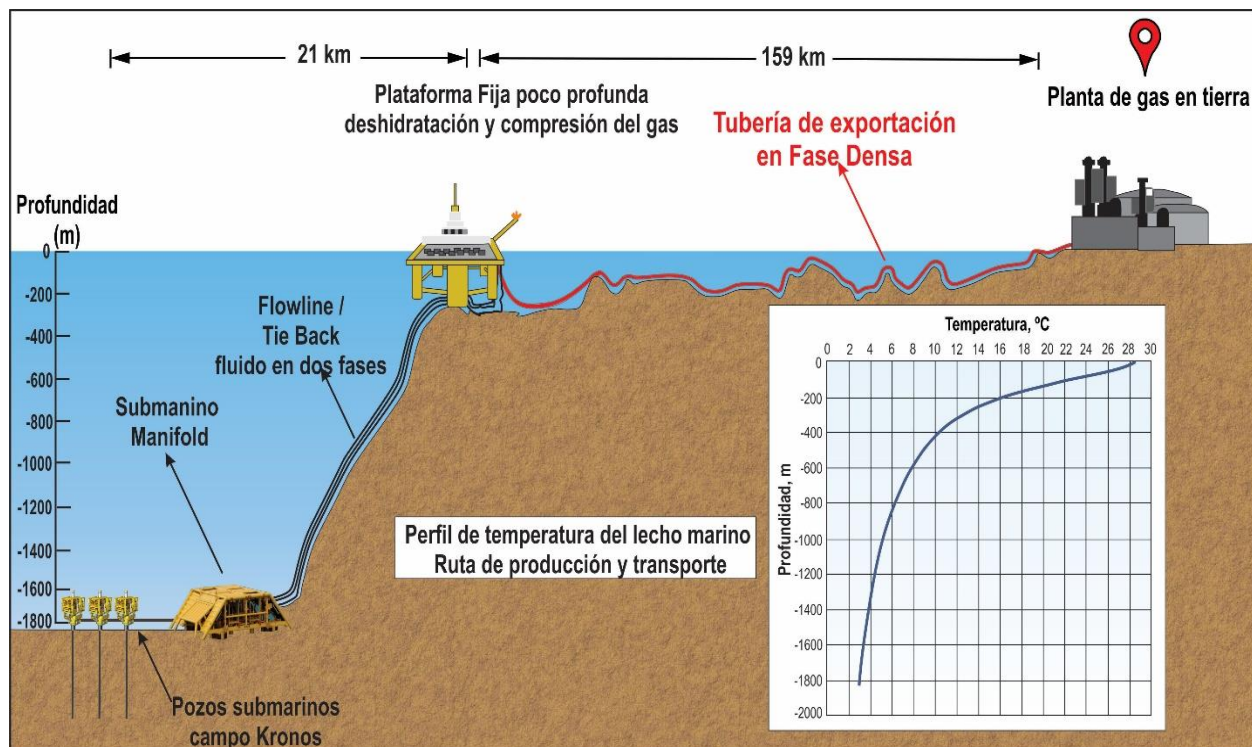


Figura 4. Escenario A propuesto para un desarrollo regional con plataforma semisumergible.

6.2. Escenario B – “Submarino + CPC + Costa”.

La producción de los pozos submarinos está conectada a través de una línea de flujo de 58 km a una central de procesamiento y compresión (CPC) ubicada en aguas someras. Después el gas es exportado hacia la planta en tierra por medio de una tubería de 159 km de longitud. Este esquema fue adoptado para el desarrollo del campo Liwan 3-1 en el Mar del Sur de China.

6.3. Escenario C – “Submarino + Compresión Submarina + Costa”.

La corriente de los pozos submarinos está conectada por medio de una línea de flujo de 14 km a una estación de compresión submarina. Luego el gas se exporta a través de una tubería con una longitud de 68 km a la planta costera. El procesamiento submarino ha sido reconocido como uno de los desarrollos tecnológicos más prometedores en la industria offshore con el éxito de Tordis, Perdido, Parque das Conchas (BC-10), Pazflor y Marlim. Por tal motivo, una alternativa aplicable que no debe ser descartada es generar la fase densa a partir de facilidades submarinas.

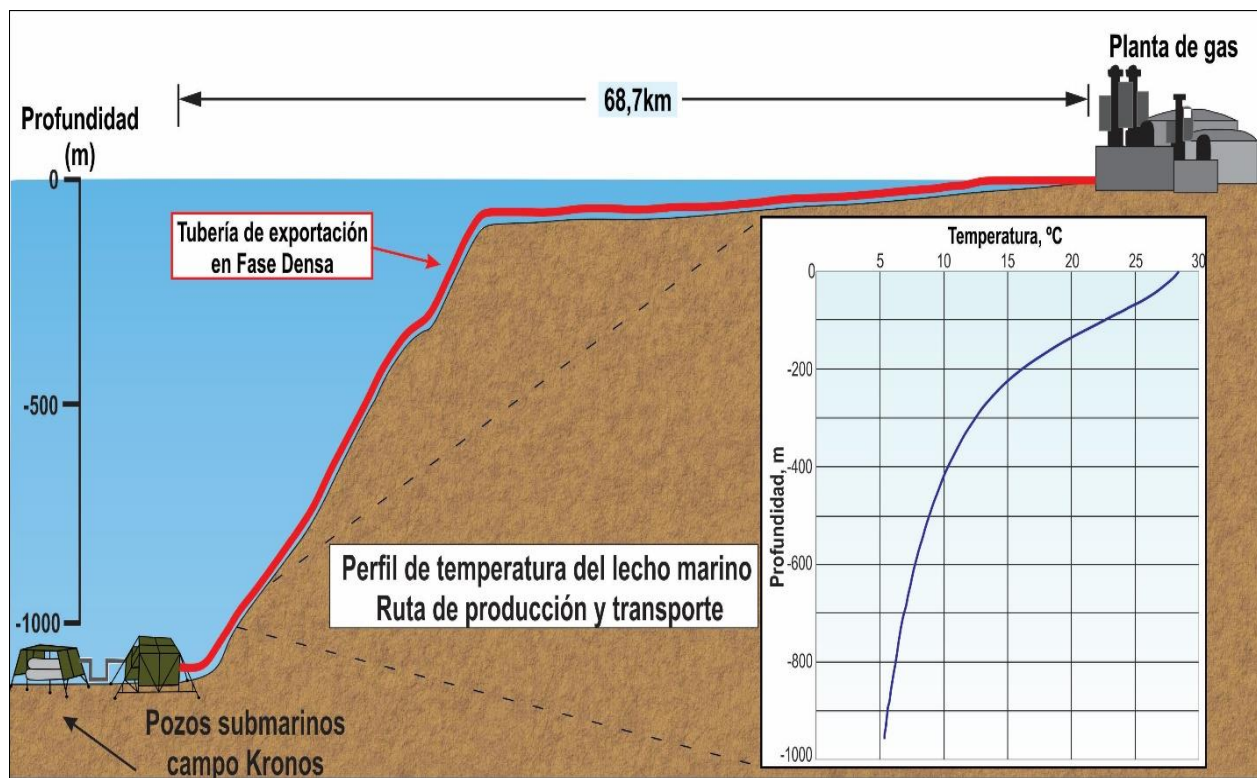


Figura 5. Tercer escenario propuesto para un desarrollo submarino. Batimetría desde el pozo exploratorio Kronos-1 hasta la costa del Golfo de Morrosquillo en línea recta sujeta al suelo marino.

Mediante la experiencia adquirida en Gullfaks, Asgard y Ormen Lange, se afirma que la ubicación de un compresor cerca al yacimiento maximiza la extracción y la velocidad de producción. Los compresores submarinos logran presiones por encima de los 20 MPa (5800 psi) y promueven el transporte de gas por tubería submarina con una menor caída de presión (Aker solution, 2013). Conjuntamente, los separadores de gas-líquido se consideran un componente esencial para el desarrollo submarino a tierra cuando aguas arriba se hace uso de un compresor. La Tabla 3 resume el análisis de los principales equipos relacionados con un sistema de producción submarina.

Tabla 3.
Arquitectura submarina – lista de equipos.

Equipo	Característica	Función
Compresor	Equipo de procesamiento submarino	Mantiene la presión durante el transporte del gas en la tubería.
Bomba multifásica (Booster)	Equipo de procesamiento submarino	Impulsa el agua al final de la separación para su reinyección.
Separador	Equipo de procesamiento submarino	Separa el petróleo, agua y gas en el lecho marino, lo que disminuye costos y tiempo de producción.
Manifold	Equipo de producción submarino	Estructura submarina que contiene válvulas y tuberías diseñadas para mezclar y dirigir fluidos producidos desde múltiples pozos en una o más líneas de flujo
Cabezal de pozo	Equipo de producción submarino	Sirve como sello de presión y aislamiento entre el pozo y el ambiente marino
Umbilical	Equipo de producción submarino	Tubos de acero y/o conductos termoplásticos que proporcionan control hidráulico, servicios de

				inyección de productos químicos y alimentación eléctrica.
Árbol de producción	Equipo de producción submarino			Controlar el flujo de gas desde el pozo a través de varias válvulas y estranguladores, hasta la unidad receptora (plataforma o tierra)
Tubería del manifold	Equipo de transporte submarino			Estructura submarina que conecta una línea de flujo con otras estructuras submarinas.
Tubería de terminación	Equipo de transporte submarino			Ubicado al final de una tubería para soportar el movimiento y proteger la integridad de la tubería.
Jumper	Equipo de transporte submarino			Sistemas de conectores entre la cabeza de pozo/ Manifold y PLET/PLEM

Adaptado de: Artículo de la revista Journal of Computational Design and Engineering. Woo, J. H., Nam, J. H., & Ko, K. H. (2014). Development of a simulation method for the subsea production system. Department of Naval Architecture & Ocean Engineering, Korea Maritime University, Dongsam. Vol. 1, No. 3 (2014) 179-180.

El escenario C podría lograr el transporte de gas en fase densa desde el lecho oceánico de forma factible ya que existen equipos de producción y procesamiento para aguas profundas. Aun así, en vista de minimizar la inversión y lograr un desarrollo regional, se recomienda un esquema donde los pozos submarinos están conectados a una CPC.

El sistema de producción propuesto tiene el objetivo producir y transportar los hidrocarburos provenientes de un campo en el caribe colombiano, en este caso el campo Kronos y enviarlos hasta una planta de gas en Cartagena. En la fase inicial la planta incluye una unidad flotante de almacenamiento y regasificación. La segunda fase contempla la construcción de instalaciones en tierra de regasificación, almacenamiento y licuefacción. En ese contexto, la filosofía de funcionamiento consistió en transportar el gas desde una plataforma central con suficiente

capacidad de procesamiento y compresión para operar una tubería submarina en una sola fase densa a lo largo de todo el trayecto. Esto significaba que la tubería operaría a una presión por encima de la cricondembárica dependiendo de la composición de los fluidos. Además, estaría diseñada para una capacidad que superaría la producción esperada inicialmente, lo que abriría la posibilidad de vincular otros campos productores de gas al sistema.

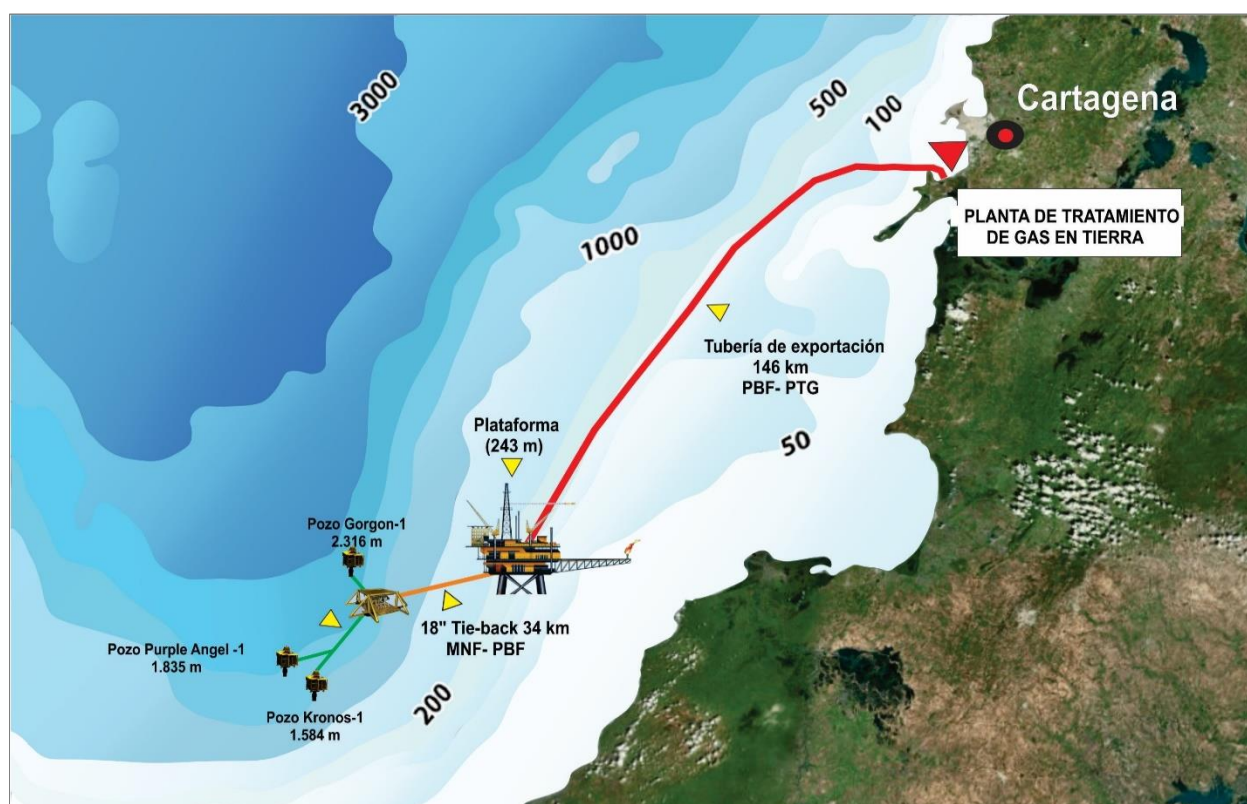


Figura 6. Sistema de producción y transporte de gas de campos en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel. Vista espacial de las cuencas Sinú -San Juacinto y Sinú Offshore mediante la herramienta cartográfica de modelado de datos SIG Google Earth Pro. Fuente: Diseño y trayecto autores.

En la Figura 7 se muestra el esquema aplicado al campo Kronos donde la fase densa es generada desde una CPC situada sobre una columna de agua de 200 metros, en un punto desde el cual se

pueden conectar las corrientes de flujo de otros campos o áreas prospecto de gas. La localización de la plataforma en el borde de la pendiente continental permitió dividir el desarrollo completo en dos secciones, aguas profundas y aguas someras, por tanto, la construcción de estas secciones se puede hacer en paralelo y acelerar el desarrollo entero del campo.

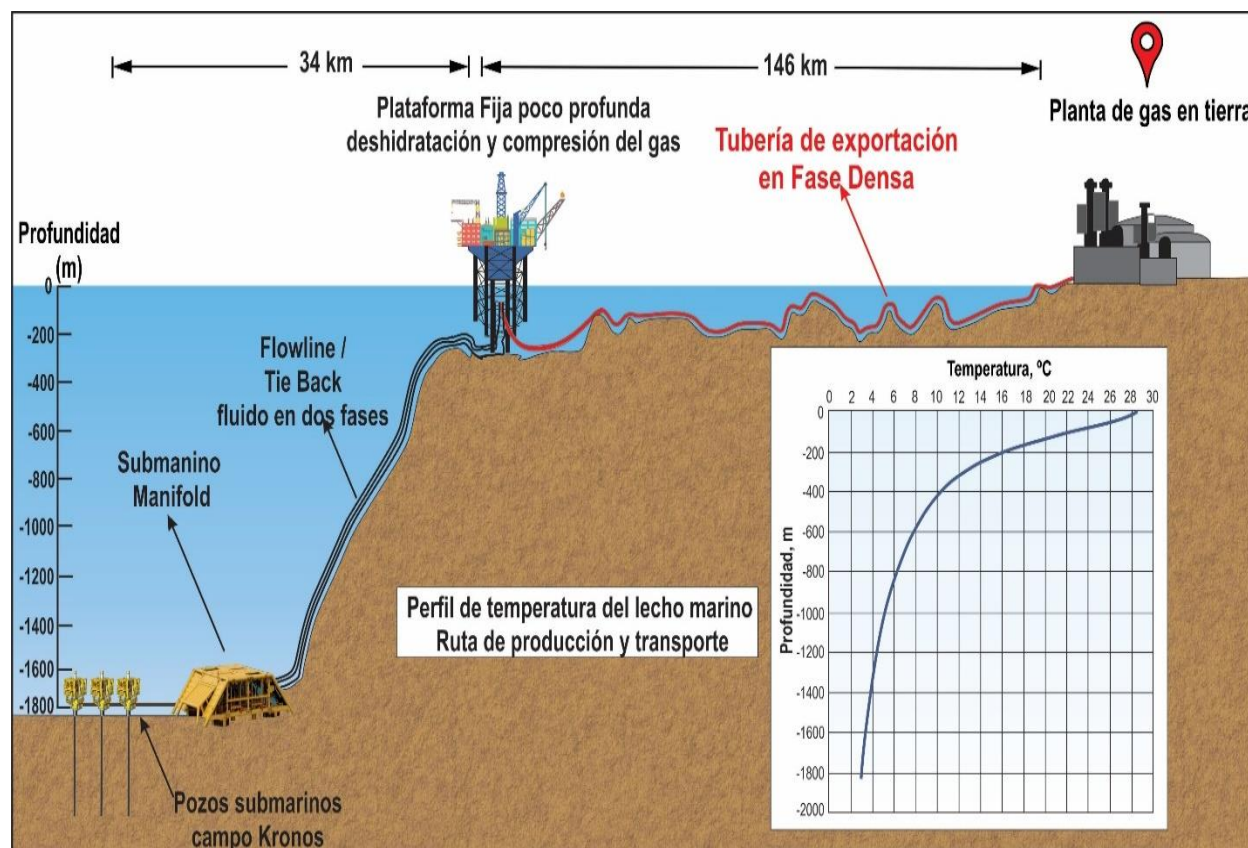


Figura 7. Perfil batimétrico de las líneas de flujo y tubería de exportación.

En cuanto al material de tubería se aconsejó el uso de acero de alta resistencia X120 que permite ahorros del 5% al 15% en costos iniciales, posee un menor diámetro interno y menor peso que las tuberías convencionales. La ruta de la tubería fue asumida basada en la profundidad de un desarrollo análogo implementado para el campo Liwan 3-1 que presenta condiciones similares.

Teniendo el trayecto definido se obtuvo el perfil batimétrico, ilustrado en la Figura 6, por medio de un software de sistemas de información geográfica con el fin de determinar la inclinación y las profundidades en cada segmento de tubería. Incluso se puede observar la que el segmento donde se desarrolló la fase densa corresponde a una línea roja que representa el gasoducto submarino desde las facilidades de producción hasta la costa.

Para el análisis de la temperatura circundante (interior Figura 7) a lo largo de la tubería de exportación, se indagaron varios modelos que pudieran predecir la temperatura del lecho marino mediante la derivación de una ecuación dependiente de la profundidad y la temperatura superficial del agua sobre el punto analizado y finalmente se optó por la fórmula empírica propuesta por Joshep (2010). Este modelo permitió indicar las secciones en las cuales el intercambio de calor podría conducir a temperaturas de operación que promueven la aparición de líquidos en la tubería.

$$T_{(D)} = -0.338 + \frac{S - f_{(D)}}{1.485 * 10^{-4} * S * D + f_{(D)}} \quad (17)$$

$$f_{(D)} = 1 + e^{-0.016 * D + 1.244} \quad (18)$$

Donde S, es la temperatura de la superficie del mar más 0.338 grados Celsius, D la profundidad medida en metros y $T_{(D)}$ es la temperatura a una profundidad D en grados Celsius.

7. Bases de Simulación

Para evaluar la hidráulica de un gasoducto en fase densa es necesario contar con la composición del gas, perfiles de presión y temperatura, presiones de exportación y presiones de arribo a la planta en tierra, entre otros. Datos que aún se desconocen ya que las cuencas Sinú – San Jacinto y Sinú Offshore se encuentran en estado de exploración y evaluación. Por lo tanto, la tasa de flujo y las composiciones son objeto de hipótesis hasta que comience la producción de los pozos y se construya una tubería de transmisión. La composición que se trabajó en la simulación se obtuvo mediante una recopilación de 18 mezclas de gases, que se señalan en las Tablas 4, 5 y 6. La mezcla de componentes define la forma de la envolvente de fases y cómo la proporción de hidrocarburos livianos y pesados favorece o afecta el uso de la fase densa.

Tabla 4.
Promedio de seis mezclas de gases pobres recopilados de proyectos costa afuera.

Gases Pobres	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
Mezcla 1 ^a	1,50	0,69	89,92	5,72	1,74	0,13	0,21	0,09	0,00	0,00	0,00
Mezcla 2 ^b	1,43	0,59	92,89	3,23	1,12	0,24	0,32	0,08	0,05	0,04	0,02
Mezcla 3 ^c	2,33	0,54	91,37	2,67	1,74	0,43	0,30	0,14	0,07	0,41	0,00
Mezcla 4 ^d	0,01	0,50	95,48	3,48	0,40	0,04	0,07	0,01	0,01	0,00	0,00
Mezcla 5 ^d	1,50	0,59	92,10	5,10	0,50	0,07	0,09	0,02	0,02	0,01	0,00
Mezcla 6 ^d	1,78	0,73	89,23	4,90	1,95	0,55	0,65	0,10	0,08	0,03	0,00

Promedio	1,42	0,61	91,83	4,18	1,24	0,24	0,27	0,07	0,04	0,08	0,00
----------	------	------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------

Nota: Composición de gases pobres en diferentes campos costa afuera alrededor del mundo. ^a Baker, M. (2005). Transport of North Slope Natural Gas Tiderwater, Alaska. ^b King, G. (1992, Septiembre 1). Ultra-High Gas Pressure Pipelines Offer Advantages for Arctic. ^c Huang M., et al., (2010). Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline, Beijing, China. ^d Casares, C., & Lanziani, J. (1997). The natural gas composition in transport by pipelines, Bariloche, Argentina.

Tabla 5.
Promedio de seis mezclas de gases intermedios recopilados de proyectos costa afuera.

Gases	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
Intermedios											
Mezcla 1 ^a	6,51	0,08	83,5	4,37	3,03	0,67	0,74	0,32	0,18	0,62	0,00
Mezcla 2 ^b	1,29	0,53	83,8	3,5	3,08	1,98	3,16	1,21	1,08	0,34	0,07
Mezcla 3 ^c	2,61	0,6	80,1	9,47	4,62	0,64	1,24	0,25	0,25	0,13	0,05
Mezcla 4 ^d	3,1	1,51	84,9	4,44	2,28	0,88	0,62	0,29	0,2	1,77	0
Mezcla 5 ^e	0,19	0,35	81	13,24	3,44	0,43	0,74	0,2	0,16	0,27	0
Mezcla 6 ^f	1,78	0,73	89,2	4,9	1,95	0,55	0,65	0,1	0,08	0,03	0
Promedio	2,58	0,63	83,8	6,65	3,07	0,86	1,19	0,4	0,32	0,53	0,02

Nota: Composición de gases intermedio en diferentes campos costa afuera alrededor del mundo. Fuente. ^a Mucharam, L., Wahyuningsih, E., & Ircham, M. (2008). Study to Predict Liquid Holdup in Undulating Pipeline. ^b AOGCC, NGL. (1995, May 16). Ultimate Recovery. ^c Løkke, et al., (2008). Water content of high pressure natural gas, Paris, Francia. ^d Huang M., et al., (2010). Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline, Beijing, China. ^e Faulkner, L. (2006). Fundamentals of Natural Gas Processing, Second Edition, Capitulo 6, Overview of the Natural Gas Industry. Columbus, Ohio. ^f Moshfeghian, M. (2012). Transportation of Natural Gas in Dense Phase, PetroSkills, John M. Campbell.

Tabla 6.
Promedio de seis mezclas de gas ricos recopilados de proyectos costa afuera.

Gases Ricos	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
Mezcla 1 ^a	0,88	1,02	77,59	10,7	6,90	0,75	1,61	0,22	0,22	0,11	0,00
Mezcla 2 ^b	1,23	0,64	78,68	9,76	6,29	0,68	1,57	0,25	0,35	0,40	0,15
Mezcla 3 ^c	0,41	0,69	77,81	11,56	7,79	0,53	1,00	0,08	0,08	0,02	0,03
Mezcla 4 ^d	0,57	0,72	77,98	3,31	0,94	0,73	0,55	0,27	0,91	14,02	0,00
Mezcla 5 ^e	0,19	0,35	80,98	13,2	3,44	0,43	0,74	0,24	0,16	0,27	0,00
Mezcla 6 ^f	1,70	2,30	77,10	6,60	3,10	1,80	2,70	2,80	1,20	0,50	0,20
Promedio	0,83	0,95	78,36	9,19	4,74	0,82	1,36	0,64	0,49	2,55	0,06

Nota: Composición de gases intermedio en diferentes campos costa afuera alrededor del mundo. Fuente. ^a Gaard, et al., (2003). Experiments with various Drag Reducing Additives in Turbulent Flow in Dense Phase Gas Pipelines, Berna, Suiza. ^{b,c} Hankinson & Schmidt, (1982). Phase Behavior and Dense Phase Design Concepts for Application to the Supercritical Fluid Pipeline System. Londres, Inglaterra. ^{d,e} Huang M., et al., (2010). Simulation of Hydrate Formation and Inhibition in Submarine Wet-gas Pipeline, Beijing, China. ^f Bureau, (1972) & Jones et al., (1999). Fundamentals of Natural Gas Processing, Capítulo 1 Overview of the Natural Gas Industry.

De acuerdo con la Figura 8 se contemplaron las composiciones típicas de tres gases (rico, pobre, intermedio) para abarcar las posibles envolventes operacionales. Cada envolvente fue construida luego promediar el porcentaje molar de cada componente para las diferentes mezclas. También se indicó la ruta termodinámica de un gasoducto que opera a condiciones de una sola fase densa y las condiciones mínimas de operación de un gasoducto en dos fases. La temperatura mínima del lecho marino en el trayecto propuesto fue de 15 ° C y al identificar esta temperatura en el diagrama de fases se advirtió una mayor probabilidad de condensación cuando se transportan gases intermedios a ricos. Por esta razón, para la simulación se seleccionó un gas rico ya que el uso de la fase densa se justifica especialmente cuando la corriente de gas tiene mayor cantidad de hidrocarburos no-metanos.

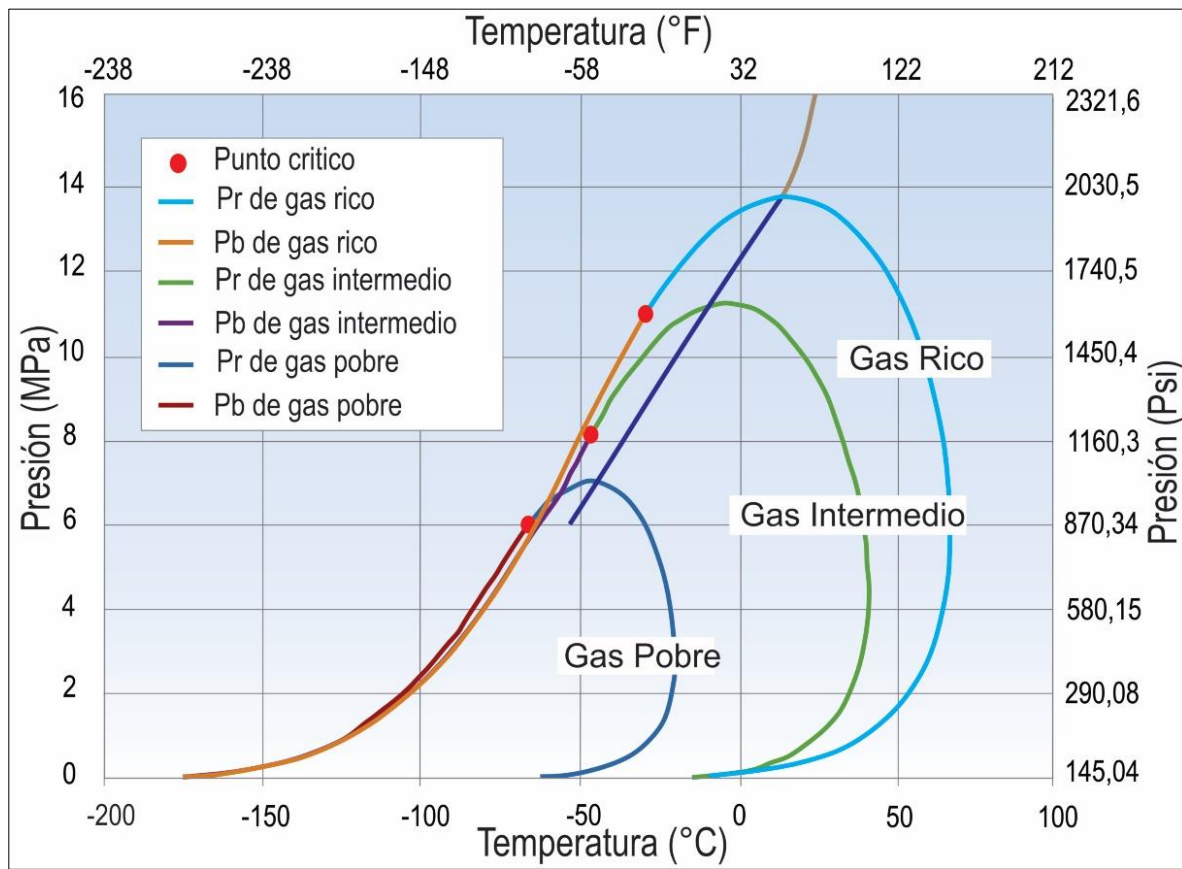


Figura 8. Envolvente de fases de tres tipos de gases típicos (Pobre, Intermedio y Rico) y líneas operacionales de un gasoducto en fase densa y uno en dos fases.

Para definir los datos de simulación, se investigó y recopiló la información de campos en aguas profundas y ultraprofundas de diferentes regiones del mundo, principalmente el Mar del Norte y el Golfo de México, con el propósito de encontrar semejanza con las condiciones de los yacimientos costa afuera en Colombia. Luego, con la información recolectada se realizaron algunas correlaciones para obtener datos aproximados de Kronos. Esta investigación es una puesta en contexto acerca de las características que pueden presentar los campos costa afuera de gas. En el Anexo 1 se encuentra la tabla con la totalidad de los datos acerca de los campos de gas investigados.

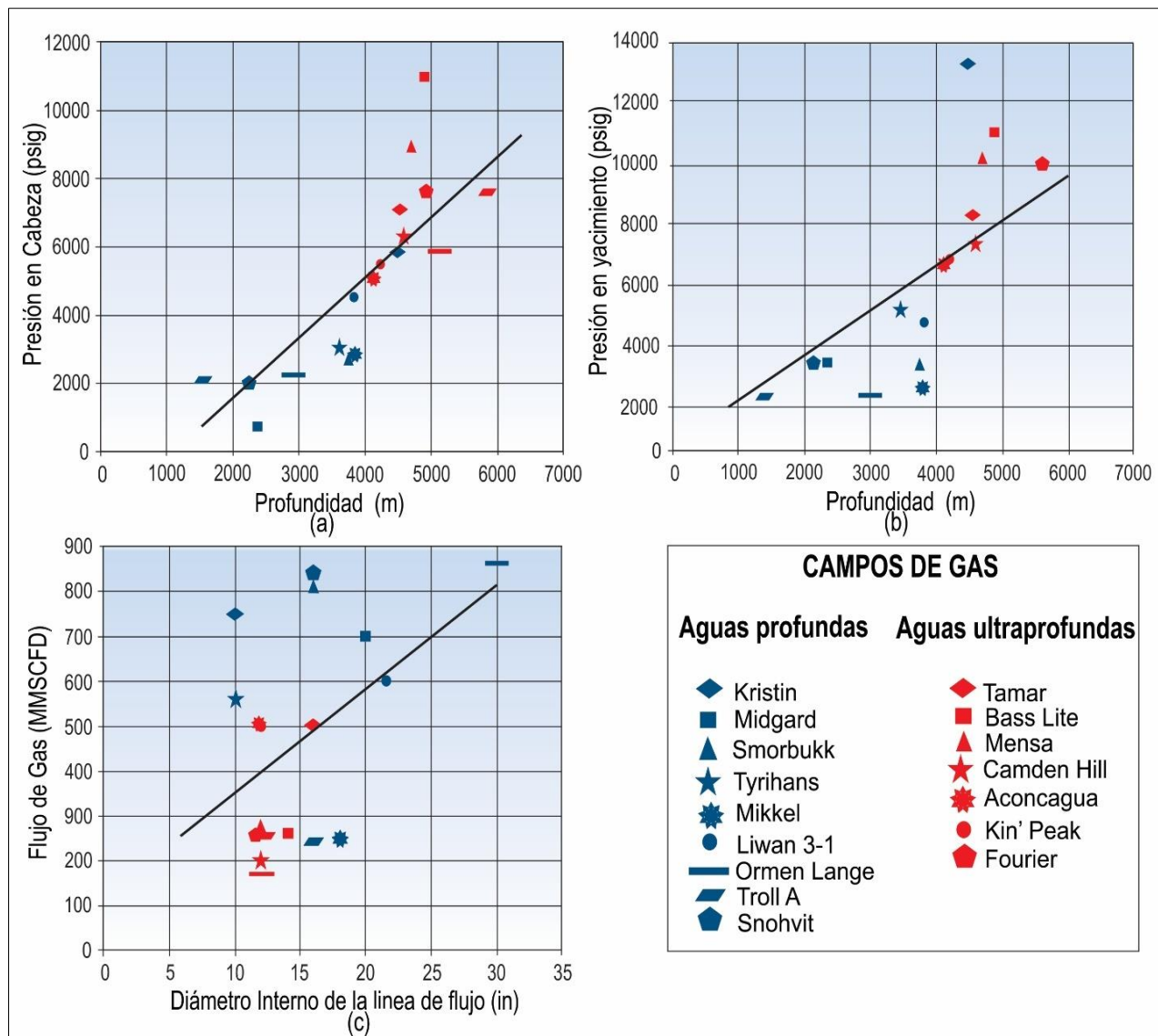


Figura 9. Efecto de la profundidad sobre (a) la presión de yacimiento, (b) la presión en el cabezal de pozo y variación del diámetro interno de la tubería con el flujo de gas.

La figura 9c muestra la relación entre la tasa de flujo de gas y el diámetro interno de la línea, a mayores tasas de flujo se debe implementar un diámetro de tubería más grande. Se señala también que más del 80% de los campos consultados implementan líneas de flujo con diámetro interno de 10 a 20 pulgadas.

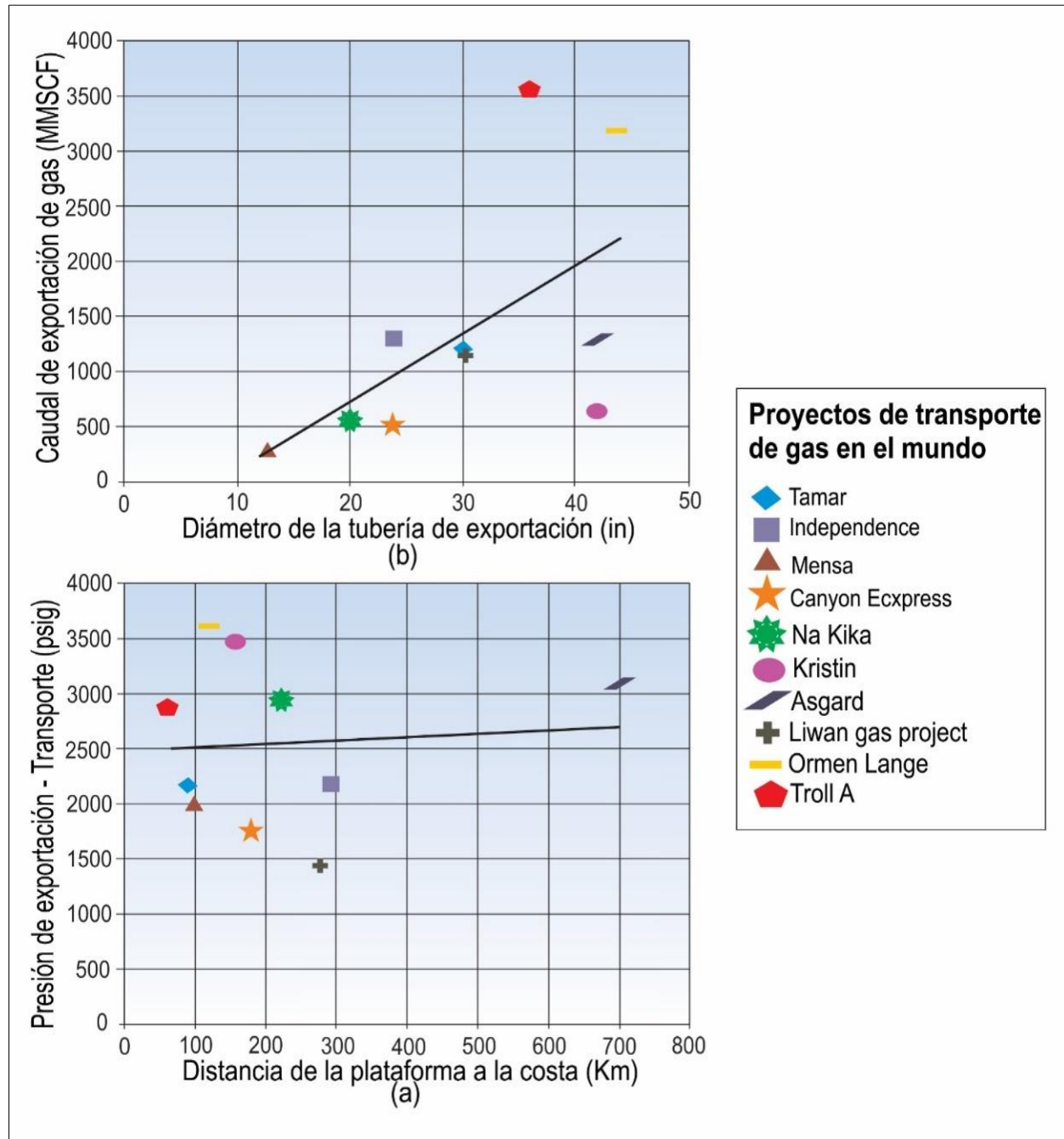


Figura 10. Efecto de la distancia de transporte sobre la presión de entrada de la tubería.

Por otra parte, fue necesario conocer los rangos de presión en la entrada de la tubería pues esta establece el inicio la operación en fase densa. En la figura 10a y Figura 10b, se encontró que la distancia de las facilidades de producción hasta la costa se relaciona con la presión de entrada.

Cuando la distancia de transporte es mayor se debe introducir una presión más alta para poder movilizar el gas o en este caso mantenerla fase densa a lo largo de toda la tubería. Para el caso simulado, la presión de entrada fue determinada teniendo en cuenta la distancia del gasoducto y la composición del fluido para que la presión suministrada a la tubería fuese superior a la presión cricondembarica del fluido.

Una vez los datos de simulación fueron establecidos, la evaluación del flujo de gas en fase densa se realizó con la ayuda de un software de simulación de procesos. La evaluación de las variables y condiciones de la tubería fue realizada con un simulador para comprobar y obtener resultados acerca del desempeño del transporte en fase densa una tubería instalada en el Mar Caribe de Colombia. La tabla 7 sintetiza los datos de la corriente de suministro, las condiciones operacionales requeridas para la simulación del gasoducto y las propiedades de la tubería para el trayecto propuesto.

Tabla 7. Datos de Simulación.

Corriente de suministro			
Datos	Valor	Unidades	
Temperatura	30	Celcius, °C.	
Presión	3.5	Mega Pascales, Mpa.	
Flujo Molar	700	Millones de pies cúbicos estándar diarios,	
		MMSCFD	
Tubería de exportación			
	Fase densa	Dos fases	
Temperatura ambiente	15	15	Celcius, °C.

Coeficiente de transferencia de calor	3.13	3.13	Btu/h-ft ² -F.
Longitud de trayecto	126.454	126.454	Kilómetros, km.
Presión de entrada	14	12	MPa.
Temperatura de entrada	37.8	37.7	°C
Espesor de la tubería	16.1	16.1	Milímetros, mm.
Diámetro interno	678.2	678.2	Milímetros, mm.
Rugosidad	0.000457	0.000457	Metros, m.

Nota: Parámetros de simulación para el sistema en dos fases y una fase (fase densa).

Una vez los datos de simulación fueron establecidos, la evaluación del flujo de gas en fase densa se realizó con la ayuda de un software de simulación de procesos. Se efectuó la simulación de una tubería de alta presiones y una de baja presión para contrastar el comportamiento de cada una de ellas. La evaluación de variables y condiciones de la tubería fue realizada con un simulador para comprobar y obtener resultados acerca del desempeño del transporte en fase densa a lo largo de gasoducto instalado en el Mar Caribe de Colombia.

8. Resultado y Discusión

Las redes de transporte de gas por gasoductos submarino son el modo de transporte más eficiente en la industria de los hidrocarburos costa afuera en la actualidad, sin embargo, esta práctica exige de un monitoreo constante de la presión a lo largo de la tubería para asegurar la estabilidad del fluido. Bajas temperaturas, largas distancias y batimetrías desafiantes, son alguno de los factores que provocan problemas en la tubería por bloqueo del flujo. La mitigación de este problema aumenta la garantía de tener un transporte continuo de un flujo monofásico, y promueve el éxito de un proyecto haciéndolo económicamente viable.

El aseguramiento del flujo se predice mediante análisis termodinámicos e hidráulicos para evitar la interrupción del flujo por formación de líquido y garantizar el suministro de fluidos de un punto de la tubería a otro. Mediante la herramienta de simulación Aspen HYSYS se modela el transporte de gas en fase densa con el objetivo de conocer la distribución de la presión y la temperatura a lo largo de la tubería para realizar operaciones seguras, seleccionar un diámetro interno de tubería de exportación que optimice el proceso de transmisión de gas rico y garantizar una adecuada capacidad de transporte de fluidos desde la plataforma hasta las instalaciones en tierra. Se tienen en cuenta los siguientes factores: la caída de presión, el perfil de presión y temperatura, la acumulación de líquidos o Hold up y la velocidad superficial del gas.

Es importante dar claridad que, para alcanzar la fase densa, el gas debe ser operado a elevadas presiones. Por consiguiente, se considera el uso de uno o varios compresores según la presión y el horsepower requerido. Los compresores se encargan de entregar potencia y carga térmica al gas, esta última deberá ser regulada mediante el uso de enfriadores.

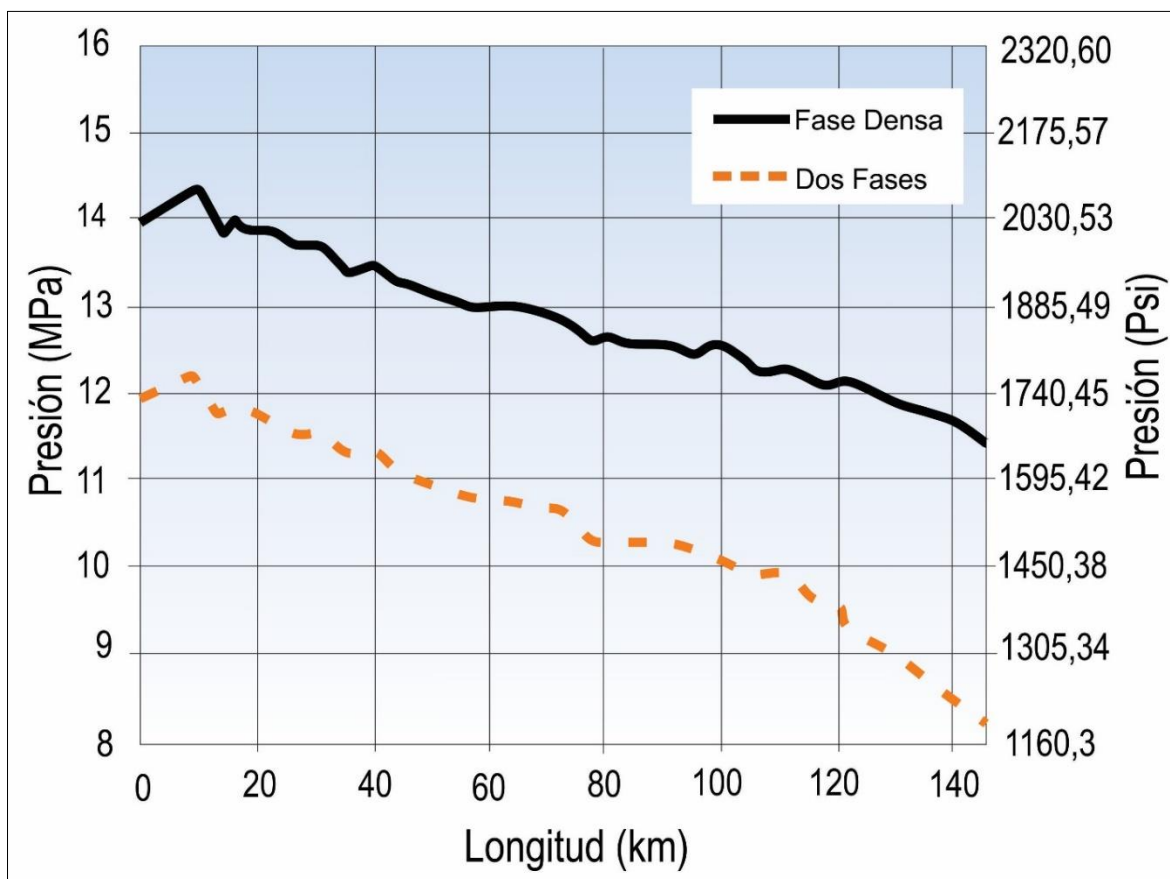


Figura 11. Variación de la presión a lo largo de la tubería. Perfil de presión del gas rico.

La Figura 7 muestra el perfil de presión a través de un trayecto de 147 kilómetros, se observan dos casos en los que el gas fue transportado, a alta presión (fase densa) y por un gasoducto a baja presión (convencional). Aunque en los dos casos se observa una declinación en la curva de

presión, la fase densa permite que el flujo llegue a la planta de tratamiento en una sola fase, debido a que la presión en la salida de la tubería todavía es superior a la presión cricondenbárica. Se puede observar un decrecimiento más pronunciado en la presión para el caso de la tubería convencional, esto se debe a que en cierto punto la línea de operación del gasoducto entra a la región de dos fases.

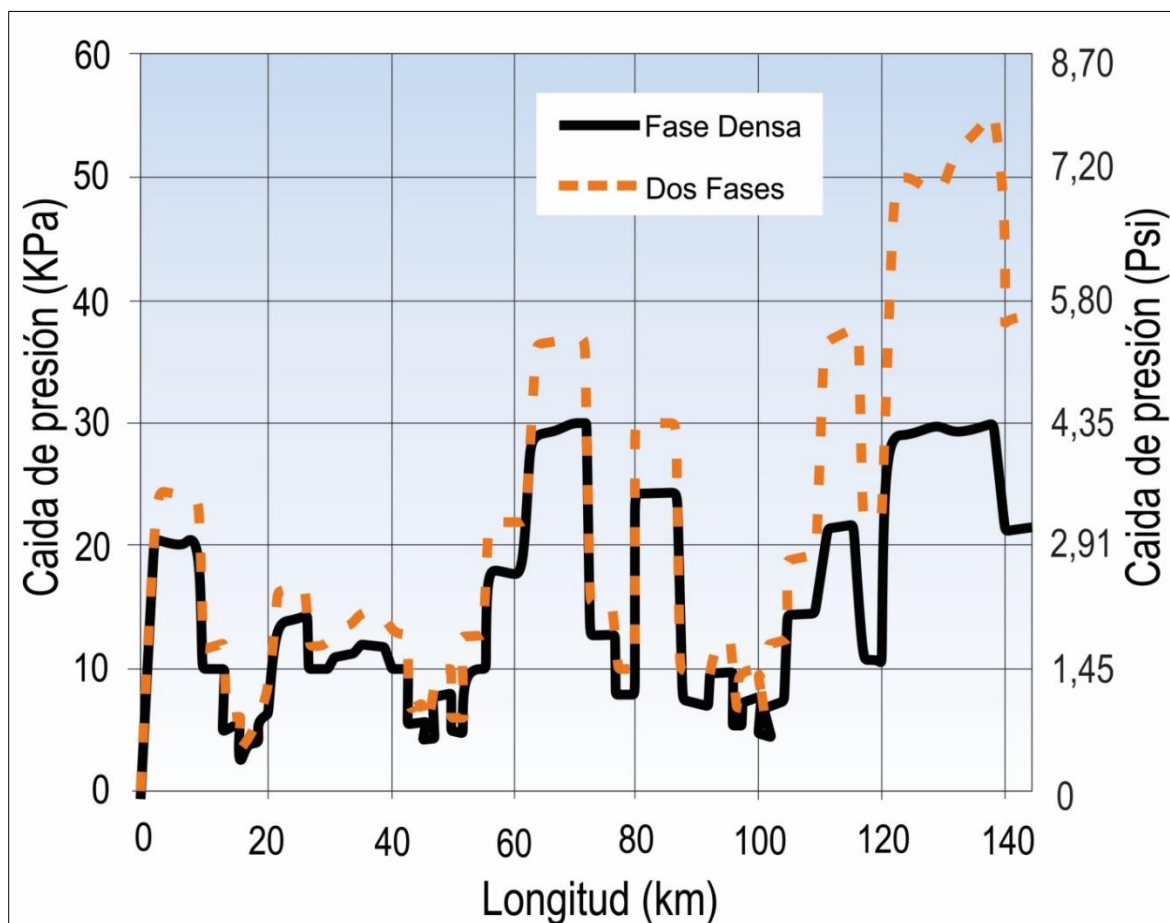


Figura 12. Variación de la caída de presión a lo largo de la tubería.

La caída de presión es fácilmente apreciable en la Figura 12, donde la relación de caída de presión promedio es de [4:3]. En el caso de la tubería de dos fases, se puede apreciar que la caída

de presión a lo largo del trayecto es mayor que la presentada en el caso de fase densa, y aumenta en cuanto mayor distancia recorre el fluido debido a las pérdidas por fricción.

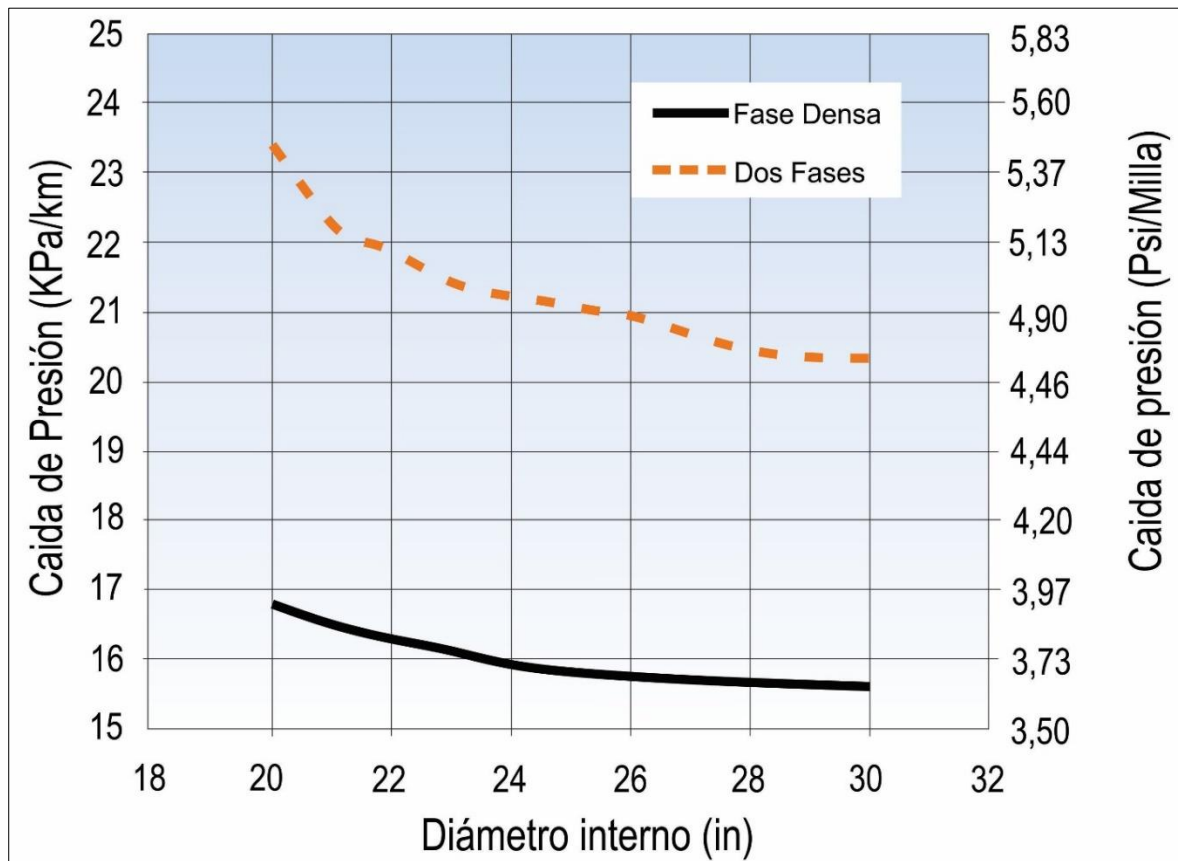


Figura 13. Efecto del diámetro sobre la caída de presión lineal.

La Figura 13 exhibe la variación de la caída de presión por longitud en función de diámetros internos de tubería de 20'', 22'', 24'', 26'', 28'' y 30'' considerados para el desarrollo del campo. La figura muestra que la caída de presión disminuye a medida que aumenta el diámetro y a su vez el gasoducto en dos fases se observa una mayor caída de presión con la variación de los diámetros. Además, en estos diámetros el sistema puede ser operado en una gama más amplia de caudales de gas, lo que aumenta la flexibilidad de operación. Sin embargo, la selección óptima del diámetro

considera otros parámetros de aseguramiento del flujo y el manejo de una capacidad de flujo moderada en etapas de producción iniciales antes de incluir corrientes de otros campos para aumentar el caudal.

El tamaño del diámetro en la tubería incide, además, en el requerimiento energético y potencial de los compresores, ya que a medida que el diámetro es mayor, la necesidad de energía (horsepower) aumenta, pero la diferencia entre la correspondiente potencia del compresor y los enfriadores disminuye en las tuberías de diámetro más pequeño.

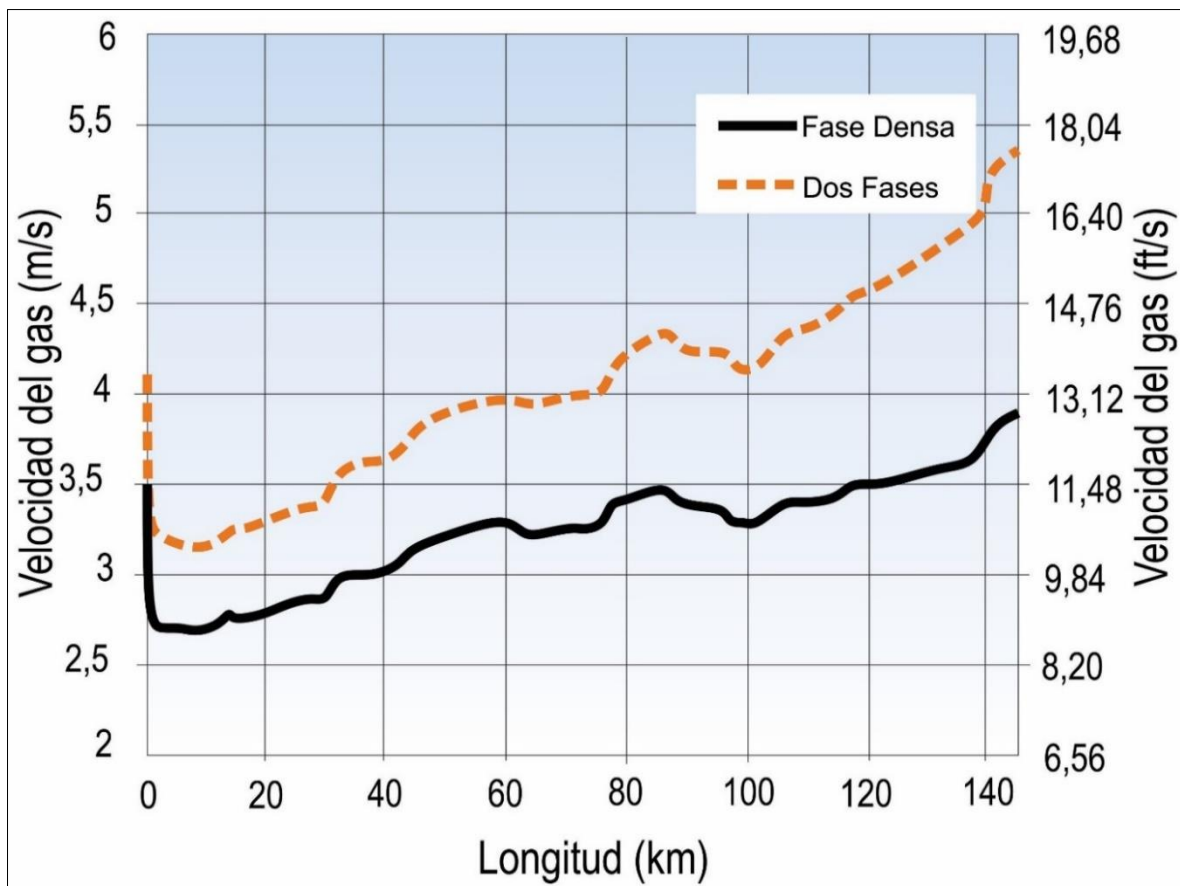


Figura 14. Variación de la velocidad del gas a lo largo de la tubería.

La variación de la velocidad del gas en la tubería se ilustra en la Figura 14. En términos generales, la velocidad del gas en fase densa es menor en comparación con el transporte de gas convencional, motivo por el cual la caída de presión en esta región es más baja. Una baja velocidad del gas reduce la erosión y proporciona un ciclo de vida extendido a la tubería y ahorros en costos con la reducción del OPEX.

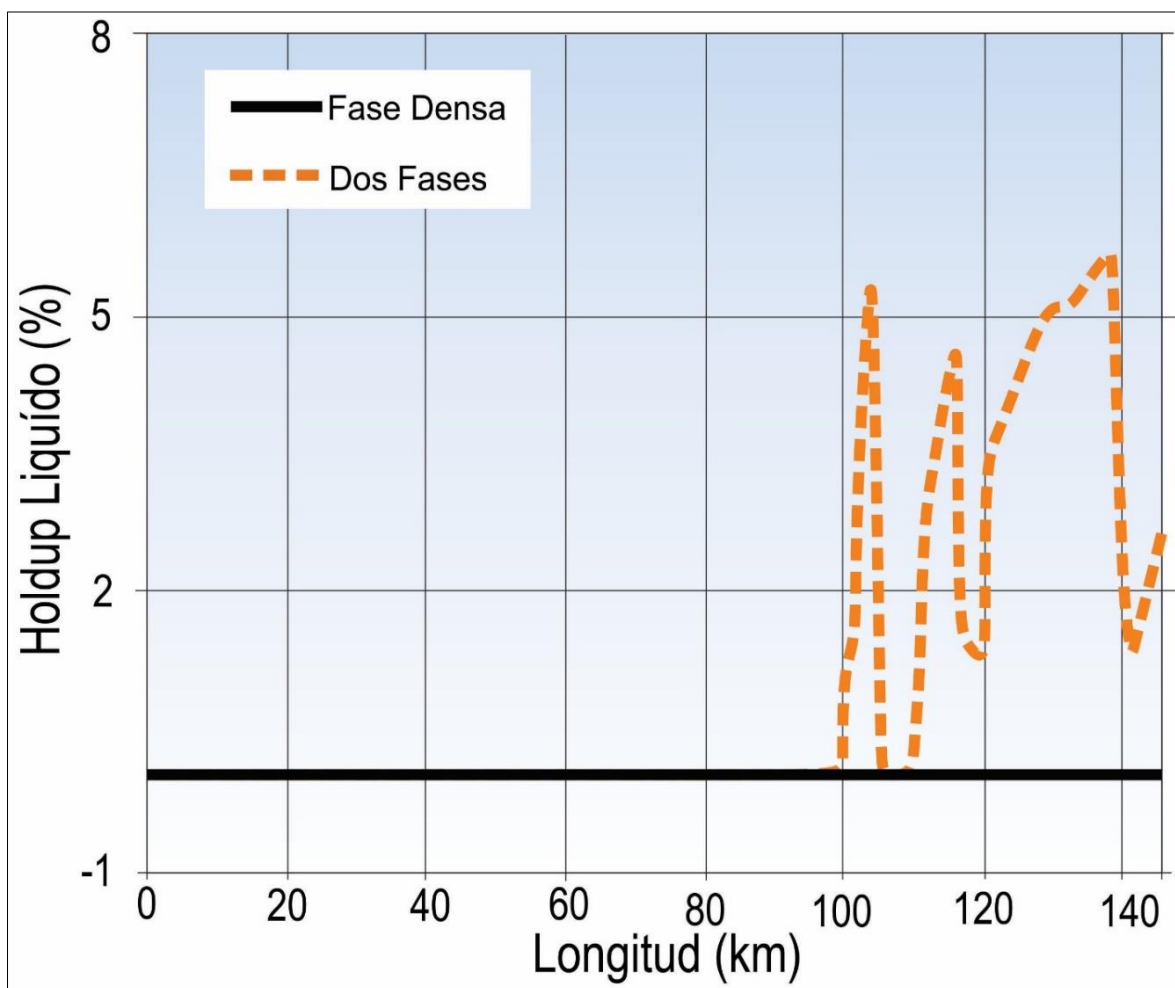


Figura 15. Porcentaje de carga de líquido a lo largo de la tubería.

La Figura 15 se ilustra la carga de líquido para los dos casos mencionados, donde el gasoducto operado en fase densa impide la formación de líquidos en la tubería. Por el contrario, en el caso de la tubería convencional hay formación de líquidos a una distancia de 80 km. La batimetría influye en la acumulación de líquidos en ciertas áreas a lo largo de la tubería de exportación, por ello los puntos de inflexión se deben a los picos o partes elevadas del trayecto. En las secciones más profundas y más empinadas del gasoducto, la deposición de líquido puede alcanzar la máxima retención. La gráfica sirve como un parámetro que indica en qué tramos de la ruta puede ocurrir formación de líquidos.

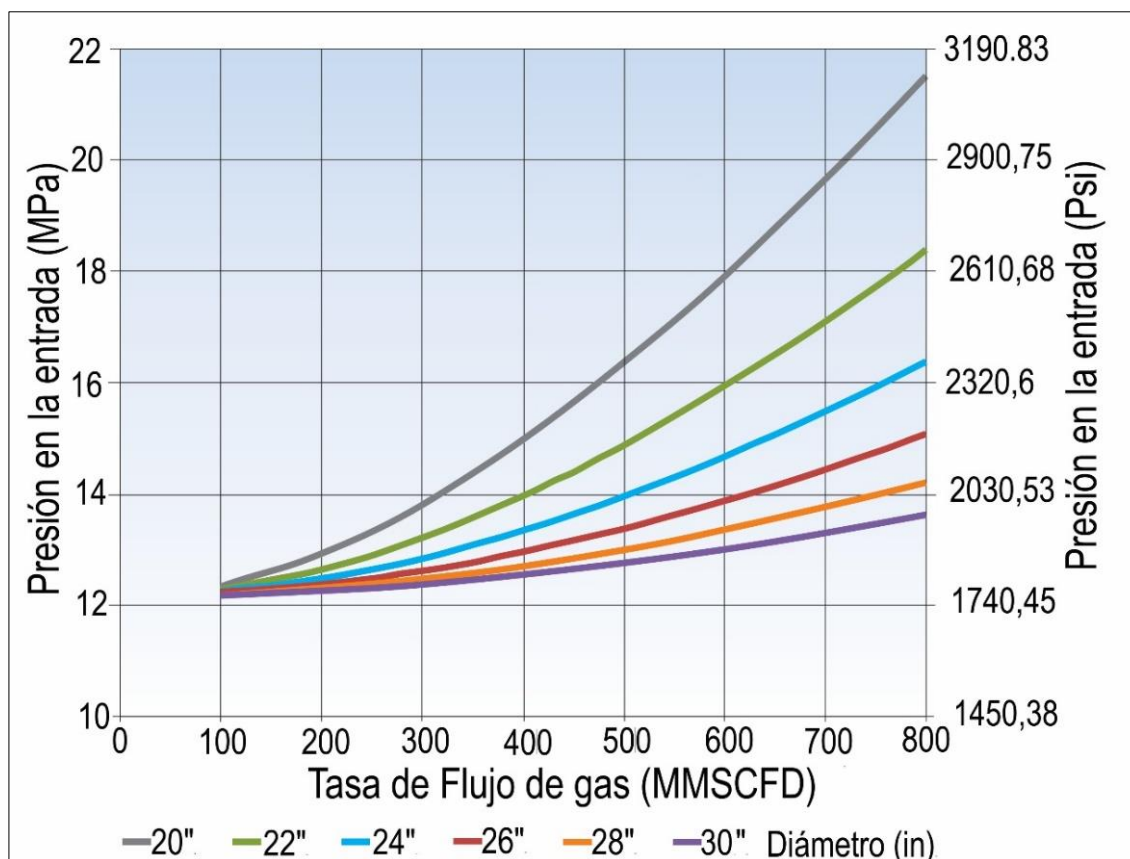


Figura 16. Presión de entrada en un sistema de transporte en fase densa.

La Figura 16 muestra la presión de entrada requerida en la tubería de exportación para diferentes caudales de gas y diámetros de tubería. La presión de entrada y el flujo de gas son directamente proporcionales al diámetro interno de la tubería de exportación. La presión de entrada mínima se alcanza en la tubería de 28 "ID con una producción de gas de 750 MMscfd presión de entrada máxima para esta línea de exportación se ha definido como 2030,53 psia.

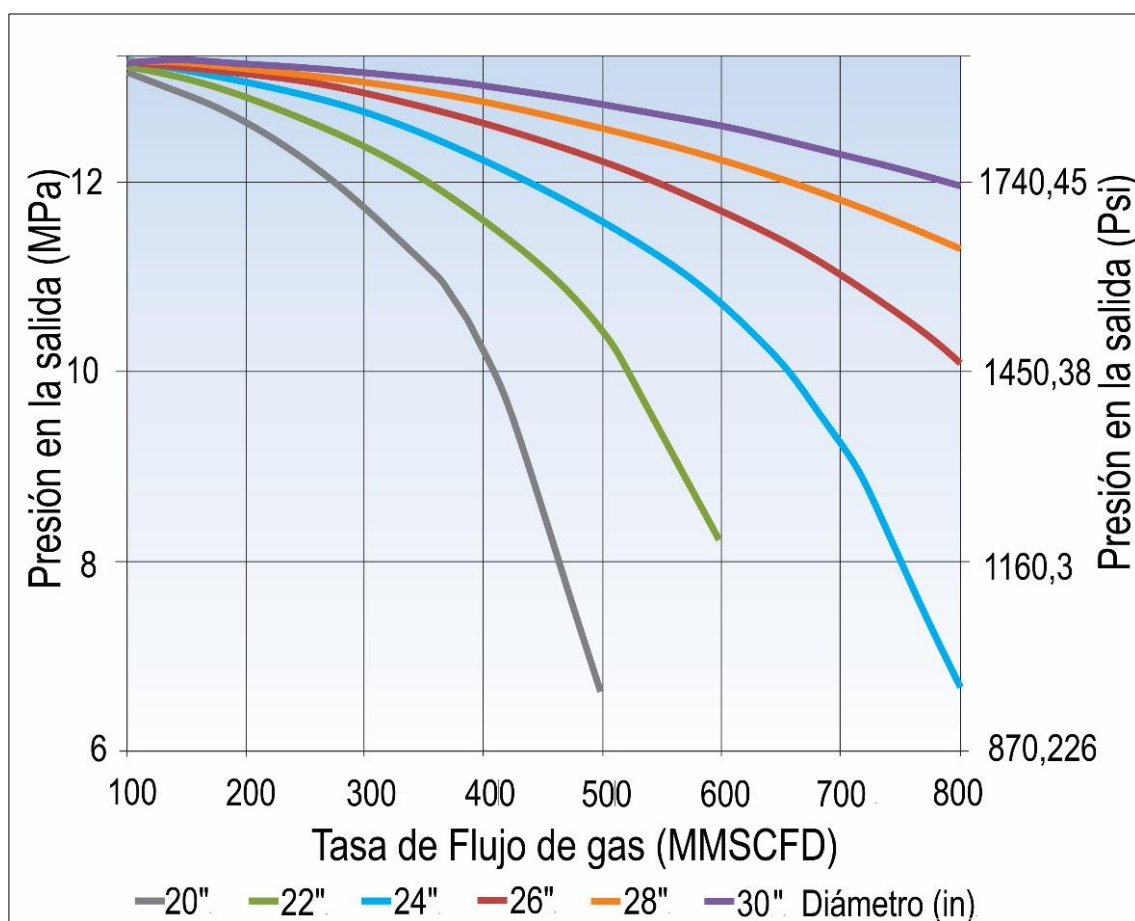


Figura 17. Presión de salida en el sistema de exportación de gas.

Un parámetro importante a considerar es la presión de salida o de arribo a la planta en tierra, ilustrada en la Figura 17. Esta gráfica permite identificar la presión de salida de la tubería

dependiendo del diámetro aplicado y se puede reconocer si la presión al final de la tubería todavía se encuentra en la región de fase densa partiendo de una presión de 2030,53 psia. A su vez se puede observar la tasa de flujo que se obtiene sobre cada una de las líneas de presión. La relación de presión de entrada y salida requerida en una tubería de exportación en fase densa a diferentes caudales de gas y diferentes diámetros de tubería, sirve como punto de referencia para el diseño de una tubería segura y resistente.

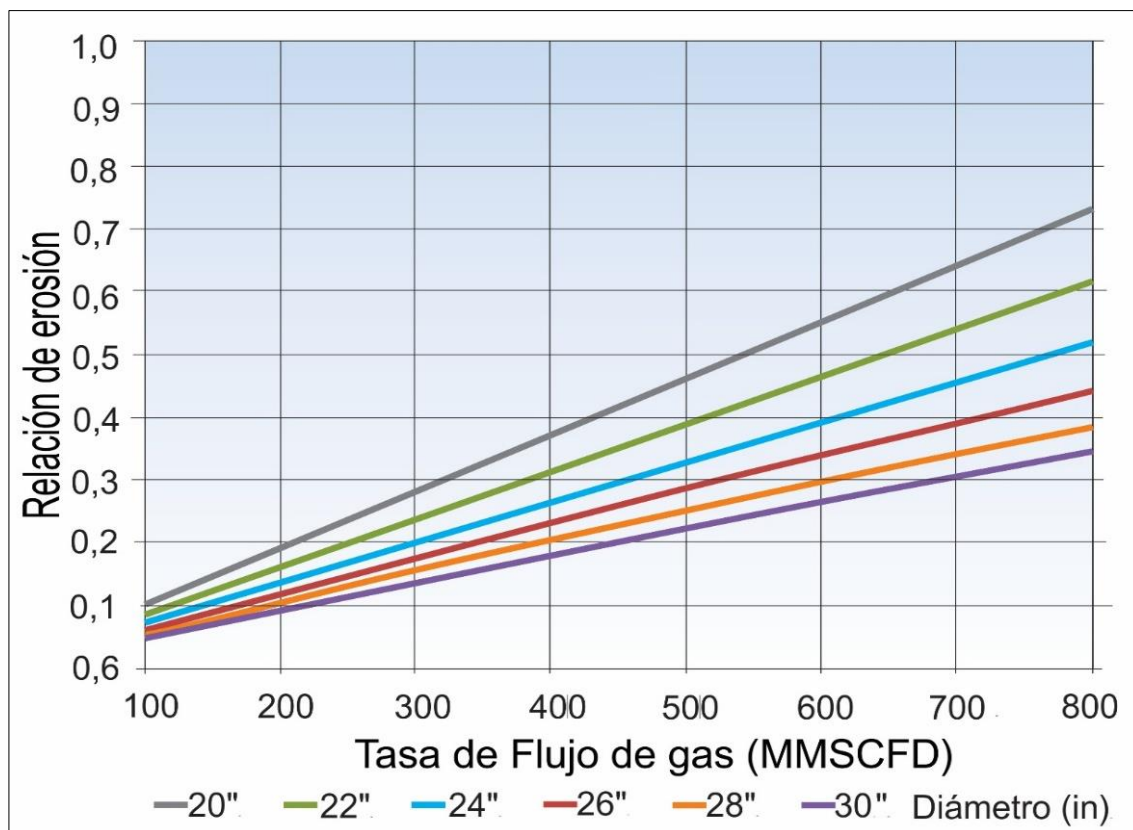


Figura 18. Relación de erosión en un sistema de transporte de gas en fase densa.

Para evitar la condición de erosión, API recomienda que la relación de erosión (velocidad del gas y de erosión) debe permanecer por debajo de 1. La Figura 18 modela las relaciones de erosión

para todos los casos de diámetro interno en estudio y todos se encuentran dentro de los rangos recomendados. Las tuberías de diámetro pequeño generan mayores velocidades en el gas y caída de presión, también generan una menor acumulación de líquido, ya que las altas velocidades generan un excelente barrido dentro de la tubería.

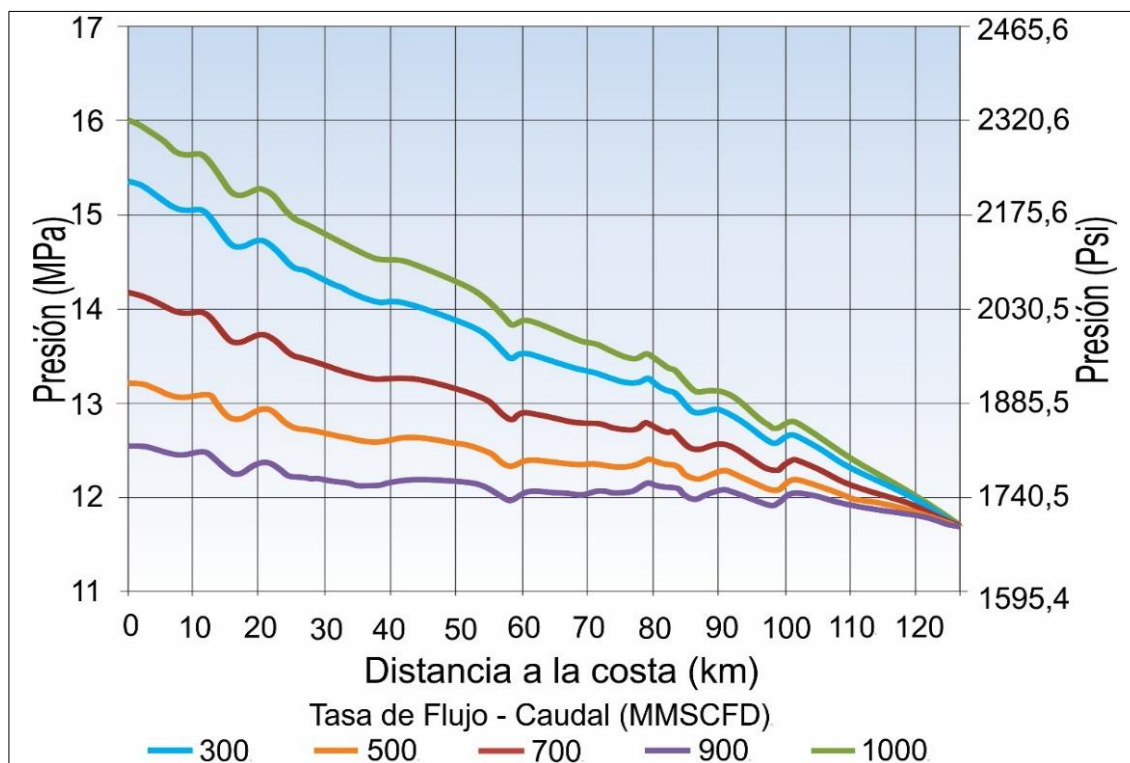


Figura 19. Perfil de presión en una tubería de exportación de gas (28" DI)

La Figura 19 ilustra la variación del perfil de presión a lo largo del gasoducto respecto al cambio en el caudal de entrada. La tasa de flujo de gas es proporcional a la presión en la entrada de la tubería. La presión de salida establecida es de 1696,9 psia que corresponde al valor generado en la simulación del transporte en fase densa.

Conclusiones

La aplicación de la fase densa una propuesta factible para el desarrollo de campos de gas costa afuera en el mar Caribe, debido a que la evaluación hidráulica y el estudio termodinámico arrojaron comportamientos favorables que confirman sus múltiples beneficios.

Se seleccionó el escenario en el cual se implementa una CPC para el desarrollo del campo de interés, puesto que es la opción más adecuada para realizar un desarrollo regional y la cual involucra menores costos de inversión.

Se estableció una ruta segura para que favorece las operaciones de instalación y transporte de la tubería y a su vez garantiza una responsabilidad social con las comunidades costeras y la industria pesquera.

De acuerdo a la simulación el diámetro interno óptimo de operación se estableció en 28 pulgadas. Al hacer uso de la fase densa hay una menor caída de presión, una menor Hold up, la velocidad del gas es menor, disminuye la relación de erosión y no se encuentra formación de líquidos a lo largo del gasoducto.

Recomendaciones

Se recomienda como idea adicional ampliar el concepto de producción costa afuera, pasando desde los modelos y sistemas de producción, hasta determinar la cantidad y tipo de equipos requeridos dependiendo de la profundidad del campo. Adicionalmente, se sugiere hacer una ampliación al modelo matemático que controla el comportamiento de la fase densa y un estudio técnico-financiero del uso de este nuevo enfoque para transportar el gas.

Referencias Bibliográficas

- Aker solution. (2013). Subsea Compression technology. *Subsea Asia conference* (pág. 5). Kuala Lumpur: Salvatore Micali.
- AlHarooni, K. M., Barifcani, A., Pack, D., & Iglaue, S. (2016). Evaluation of Different Hydrate Prediction Software and Impact of Different MEG Products on Gas Hydrate Formation and Inhibition. *OTC-26768-MS Offshore Technology Conference* (pág. 2). Kuala Lumpur: Society of Petroleum Engineers. doi:10.4043/26768-MS
- AlRaeesi, F., & Al Kaabi, N. (2016). Impacts of Dense Phase Flow on Pipeline Capacity - Case Study. *SPE-183358-MS International Petroleum Exhibition & Conference* (págs. 1-5). Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/183358-MS
- Anthony L. Lee, M. H. (1 de Agosto de 1966). The Viscosity of Natural Gases. *Journal of Petroleum Technology*, XVIII, 997 - 1.000. doi:10.2118/1340-PA
- Baker, M. (2005). *Transport of North Slope Natural Gas Tiderwater*. Alaska: Baker.
- Bavidge, M. (2013). Husky Liwan Deepwater Subsea Control System. *Offshore Technology Conference, 6-9 May, Houston, Texas, USA* (pág. 24). Houston: Offshore Technology Conference.
- Belalcázar, J. C. (Ed.). (2017). Costa afuera, oportunidades en el mar profundo. *Colombia Energía*(15), 56.
- BP Energy. (2016). *BP's Energy Outlook 2016*. Grupo BP. Londres: British Petroleum Energy.
- Recuperado el 24 de Noviembre de 2015, de

<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf>

Colombia Energía. (2016). El futuro se vislumbra mar adentro. (J. C. Belalcázar, Ed.) *Colombia Energía*(14), 18-19. Obtenido de <http://www.colombiaenergia.com>

Corbett, K. T., Bowen, R. R., & Petersen, C. W. (1 de Marzo de 2004). High-strength Steel Pipeline Economics. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 14(1053-5381), 4.

Crome, T., Binet, E., & Mjøen, S. (2007). Smoothbore Flexible Riser for Gas Export. *Offshore Technology Conference*, 30 April-3 May, Houston, Texas, U.S.A. (pág. 10). Houston: Offshore Technology Conference.

Ecopetrol. (03 de 8 de 2017). *Boletín de prensa 2017 - Ecopetrol*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>

Hannisdal, A., Westra, R., Akdim, M. R., Bymaster, A., Grave, E., & Teng, D. T. (2012). Compact Separation Technologies and Their Applicability for Subsea Field Development in Deep Water. *Offshore Technology Conference*, 30 April-3 May, , (pág. Offshore Technology Conference). Houston, Texas, USA. doi:10.4043/23223-MS

Haynes, M. D. (1993). The Central Area Transmission System (Cats) And Central Graben Development. *Offshore Technology Conference*, 3-6 May, Houston, Texas (pág. 10). Houston: Offshore Technology Conference.

Helgaker, J. F. (2013). *Modeling Transient Flow in long distance offshore natural gas pipelines* (Vols. Tesis doctoral NTNU, 2013:286). Trondheim, Department of Energy and Process

Engineering, Norwegian: Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Engineering Science & Technology ,.

Helgaker, J. F., Oosterkamp, A., Langelandsvik, L. I., & Ytrehus, T. (Noviembre de 2013).

Validation of 1D flow model for high pressure offshore natural gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, XVI, 44-56. doi:10.1016/j.jngse.2013.11.001

Helland, A. I., Ohm, A., & Johannessen, A. (2001). Asgard Transport Pipeline - Onshore Section.

ISOPE-I-01-129 The International Society of Offshore and Polar Engineers. II, pág. 1. Stavanger, Noruega.: International Society of Offshore and Polar Engineers.

Iorio, G., Bruschi, R., & Donati, E. (2000). Challenges and opportunities for ultra deep waters pipelines in difficult sea bottoms. *16th World Petroleum Congress* (pág. 1). Calgary: World Petroleum Congress.

Irmann-Jacobsen, T. B., Hop, B., Awolola, T. K., Ferrario, R., & Vanzan, D. (2015). Subsea Gas Compression for a Greenfield Long Distance Tie-Back to an Onshore LNG Facility. *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition* (págs. 2-3). Ravenna: Offshore Mediterranean Conference.

Jan Fredrik Helgaker, T. Y. (2012). Coupling between Continuity/Momentum and Energy Equation in 1D Gas Flow. *2nd Trondheim Gas Technology Conference. XXVI*, págs. 82-89. Trondheim,: El Sevier. doi:10.1016/j.egypro.2012.06.013

Joakim Ramsen, S.-E. L. (2009). Important Aspects of Gas Temperature Modeling in Long Subsea Pipelines. *PSIG Annual Meeting. Pipeline Simulation Interest Group* (págs. 3-6). Galveston: OnePetro.

- Joshep. (26 de Febrero de 2010). *Residual Analysis*. Obtenido de A closer look at scientific data and claims, with an emphasis on anthropogenic global warming.: <http://residualanalysis.blogspot.com.co/2010/02/temperature-of-ocean-water-at-given.html>
- King, G. (1 de Septiembre de 1992). Ultra-High Gas Pressure Pipelines Offer Advantages for Arctic Service. *Oil & Gas Journal*, XC(22), 79-84.
- King, G., Kedge, C., Zhou, X., & Matuszkiewicz, A. (2002). Superhigh Pressure Dense Phase Arctic Pipelines Increase Reliability And Reduce Costs. *4th International Pipeline Conference IPC2002-27302* (pág. 2). Calgary, Alberta: American Society of Mechanical Engineers. doi:10.1115/IPC2002-27302
- Lozano, C. (2016). La infraestructura para el desarrollo offshore va por buen camino. (J. C. Belalcázar, Ed.) *Colombia Energia*, 14, 33. Obtenido de https://issuu.com/colombiaenergia6/docs/edicion_14_final_web__1_
- Maribu, J., Falck, C., & Burman, P. (2001). Asgard Gas Transport System : Precommissioning and Commissioning. *The Eleventh International Offshore and Polar Engineering Conference ISOPE-I-01-128. II*, pág. 1. Stavanger: International Society of Offshore and Polar Engineers.
- Menon, E. S. (2005). Pressure Required to transport. En E. S. Menon, *Gas Pipelines Hydraulics* (págs. 31-84). Boca Raton, Florida, Estados Unidos: Taylor & Francis Group. Obtenido de <http://www.taylorandfrancis.com>

- Mohitpur, M., Golshan, H., & Murray, A. (2003). Natural gas transmission . En M. Mohitpour, H. Golshan, & A. Murray., *Pipeline Design and Construction – A Practical Approach* (págs. 57-127). Estados Unidos: American Society of Mechanical Engineers.
- Moshfeghian, M. (1 de Diciembre de 2009). *Variation of properties in the dense phase region part 1*. Obtenido de PetroSkills John M. Campbell: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/12/variation-of-properties-in-the-dense-phase-region-part-1-pure-compounds/>
- Moshfeghian, M. (1 de Enero de 2010). *Variation of properties in the dense phase region; Part 2 – Natural Gas*. Recuperado el 16 de 11 de 2016, de PetroSkills John M. Campbell: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2010/01/variation-of-properties-in-the-dense-phase-region-part-2-%E2%80%93-natural-gas/>
- Nava, Z. E., Rojas, M., Marcano, N. G., Trujillo, J. N., Rigual, Y. C., & Gonzalez, C. (2011). Hydraulic Evaluation of Transport Gas Pipeline on Offshore Production. *International Petroleum Technology Conference* (pág. 1). Bangkok, Thailand: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2523/IPTC-15287-MS
- Pedersen KS, A. F. (2005). Hydraulic and thermal analysis of subsea pipelines. En Y. Bai, & Q. Bai, *Subsea Pipelines and Risers* (Primera ed., Vol. 5, págs. 91-118). Kidlington, Oxford: El Sevier Ltd.
- Promigas. (2016). *Informe del sector de gas Natural 2016*. Bogota: XVII Edición .
- Ramsen, J., Losnegård, S.-E., Langelandsvik, L. I., Simonsen, A. J., & Postvoll, W. (2009). Important Aspects of Gas Temperature Modeling in Long Subsea Pipelines. *PSIG 0901* (págs. 2-6). Galveston, Texas: Pipeline Simulation Interest Group.

- Rhodes, E. F., Openshaw, P. J., & Carnell, P. J. (1999). Fixed-bed technology purifies rich gas with H₂S, Hg. *Oil & Gas Journal, Billingham, May 31, 1999* (págs. 58-63). Billingham: Oil & Gas Journal.
- Robin Fielder, J. G. (2017). *Operations Report - Anadarko petroleum Corporation* . Cuarta.
- Schaefer, E. F. (1991). Pigging of subsea pipelines. *OTC-6769-MS Offshore Technology Conference* (pág. 3). Houston: Society of Petroleum Engineers. doi:10.4043/6769-MS
- Schröder, T., & Ladischensky, D. (24 de Noviembre de 2016). *Oil and gas from the sea*. maribus gGmbH; Pickhuben 2. Hamburg, Alemania: maribus. doi:978-3-86648-221-0
- Universidad Nacional de Colombia Sede Bogota. (Abril de 2012). Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. (C. A. Vargas Jimenez, Ed.) *Earth Sciences Research Journal*, 16(35-40).
- UPME. (24 de Noviembre de 2016). *Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025*. Unidad de Planeación Minero Energética. Bogota: República de Colombia Ministerio de Minas y Energía. Recuperado el 2016 de Noviembre de 24, de GLOBAL E&P: www.upme.gov.co
- Zhou, X., Yi, H., & Hao, Y. (2013). Process Design Considerations of Large Central Platform for LW3-1 Deepwater Gas Development. *The Twenty-third International Offshore and Polar Engineering Conference, 30 June-5 July, Anchorage, Alaska* (pág. 5). Anchorage: International Society of Offshore and Polar Engineers.

Apéndice

Tabla A 1.

NOTACIÓN	
p	Presión, Pa
g	Constante gravitacional, m/s^2
C_v	Capacidad calórica a volumen constante, $J/(Kg \cdot K)$
ρ	Densidad del gas, kg/m^3
T	Temperatura del gas, K
R	Constante universal de los gases, $J/(Kg \cdot K)$
μ	Viscosidad del gas, $kg/(m \cdot s)$
$\dot{m}$	Flujo másico, kg/s
A	Área superficial de la tubería, m^2
u	Velocidad del gas, m/s
ϵ	Rugosidad de la tubería, m
D	Diámetro de la tubería, m
C_p	Capacidad calórica a presión constante, $J/kg \cdot K$
$\dot{Q}$	Transferencia de calor, Btu/h
U	Coeficiente de transferencia de calor, $W/m^2 \cdot K$
$T_{amb} = T_a$	Temperatura ambiente, K
t	Tiempo, s
T_{gas}	Temperatura del gas, K
λ_n	Conductividad de la capa de pared, $W/m \cdot K$
λ_{sea}	Conductividad térmica del agua de mar, $W/m \cdot K$
d_0	Diámetro exterior, m
T_2	Temperatura de salida después de una distancia L, K
T_1	Temperatura de entrada, K

J	Coeficiente de Joule Thomson por longitud, K/m
L	Longitud, m

Tabla A 2.

SÍMBOLOS	
θ	Angulo de inclinación de la tubería
δ	Densidad Reducida
τ	Compresibilidad reducida
α_{δ}^r	Energía libre de Helmholtz
Nu	Número de Nusselt
Pr	Número de Prandtl
f	Factor de fricción
Re	Número de Reynolds
dr	Factor de empuje
Z	Factor de compresibilidad del gas

Tabla A 3.
Proyectos de producción de gas en aguas profundas a ultraprofundas en el mundo.

Campo	Región	Profundidad [m]			Distancia [km]		Presión [Psi]			Temperatura [°F]		Caudal de gas		Reservas	Diámetro ⁹⁴		
		De los pozos	De la Plataforma	Del agua	Pozo a Plataforma	Plataforma a tierra ¹⁰	Yacimiento	Salida	Llegada	Yacimiento	Subsea ¹¹	[MMSCF]			BCF	Flow line	Pipe line
												Flow line	Pipeline ¹²				
AGUAS PROFUNDAS																	
Kristin ^a	Mar del Norte	4500	370	380	39	160	13213	3481	1262	338	52,7	176,98	637,12	1486	10		
Tyrihans N ^b	Mar del Norte	3650		300	143		5483			279	53,6	459		1239	10		
Midgard ^c	Mar del Norte	2400	310	250	40	700	3481	2467	2103	200	61,7	354	1299	4000	20	42	
Smorbukk ^d	Mar del Norte	3750		302	45		3322			329	51,8	400		3689	16		
Mikkel ^e	Mar del Norte	3800		300	87		3771			291	49,5	205		989	18		
Liwan 3-1 ^f	Sur de China	3843	200	1500	78	275	4775	1450	1300	257	37,4	300	1200	6000	22	30	
Ormen Lange ^g	Mar del Norte	2950	860	1100	NA ¹³	120	4192	3626	1305,3	205	28,4	424,8	3185,6	13935	30	44	
Troll West Gas ^h	Mar del Norte	1530	303,4	340	12,5	65	2320	2872	1305,3	356	59	283,2	3539,6	46968	16	36	
AGUAS ULTRA - PROFUNDAS																	
Tamar ⁱ	Mar Mediterráneo	4562	244	1686	150	90	8261	2176	1305,3	172	37,2	250	1200	10000	10	30	
Atlas NW ^j	Golfo de México	5111,2	2438	2685	72	298	8017	3250	2500	143	31,8	48	1300	3200	8	24	
Cheyenne ^k	Golfo de México	5565,2		2739			8017			144	31,4	72,9			10		
Jubilee ^m	Golfo de México	5580,9		2682			8681			142	32,8	115			10		
Mondo NW ^{n̂}	Golfo de México	2673,9		2549			8628			137	33	34,7			8		
Spiderman ^o	Golfo de México	5506		2469			7983			142	32	195			8		
San Jacinto ^p	Golfo de México	4825		2393			7590			127	34,6	120			8		

⁹ Es la distancia más corta medida en línea recta sujeta al suelo marino desde la coordenada e ubicación a plataforma continental mediante la herramienta de información geográfica ArcGIS©2017. osterior tratamiento.

¹¹ La temperatura submarina o la temperatura ambiente del lecho marino en la mayoría de los casos, fue calculada en base a la explicación de la Ecuación 17.

¹² El caudal o tasa de flujo de gas, es el caudal máximo que pasa a través del gasoducto en días de mayor producción 4 Es el diámetro nominal externo de la tubería, línea de flujo o tie-back.

¹³ NA (No Aplica), en el caso de Ormen Lange no existe una plataforma satélite que reciba el hidrocarburo de sus 26 pozos perforados, su proceso innovador de sustitución de plataforma por desarrollo y arquitectura submarina lo ubica en esta categoría.

Hydraulic Evaluation of Dense Phase Gas Transportation

Vortex ^q	Golfo de México	5891,5		2543			8565			147	33,5	65			8	
Mensa ^r	Golfo de México	4724	109,435	1615	220	100	10100	6000	2000	176	39	130	300	720	6	12
Camden Hills ^s	Golfo de México	4596		2219	193		7362			160	38	100			12	
Aconcagua ^t	Golfo de México	4147	100	4147	4147	183	6600	1750	1750	155	38	200	500	900	12	24
King's Peak ^u	Golfo de México	4234		4234	4234		6800			146	36	250			12	
Coulomb ^v	Golfo de México	5110,6	2000	2362	40	225	7000	3250	2901	144	37	120	550 ¹⁴	500	12	24
East Anstey ^w	Golfo de México	4940		2027	128		7362			162	36	130			12	
Fourier ^x	Golfo de México	5852	100	2137	80	183	6600	1750	1750	157	32	125	500	900	12	20

Nota: Este screnning de campos de gas es una investigación minuciosa de datos e informes por parte de las diferentes empresas que controlan el desarrollo de proyectos en aguas profundas y ultraprofundas en el mundo.

¹⁴ Para Coulomb, existe un dato real y confiable publicado que presente la cantidad de reservas posibles en unidades de volumen de gas BCF (Billion standard cubic feet, mil millones de pies cúbicos estándar, 10⁹), en su lugar se encuentra que la roca almacena 500 MMBOE (Million barrels of oil equivalent, millones de barriles equivalente de aceite/petróleo) como un soporte de la cantidad de hidrocarburo que almacena este campo.