

Estudio de los yacimientos de hidratos de gas como posible alternativa energética para el país

Oscar Fabian Ortega Almeida

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de
Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas**

Directora:
Olga Patricia Ortiz Cancino, Ph.D.

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Bucaramanga
2019**

Dedicatoria

¡Que nadie se quede afuera, se los dedico a todos!, en especial y con todo el cariño para mi familia, quienes han puesto toda su confianza para lograr un objetivo más en mi vida.

Agradecimientos

A Dios como luz incondicional que ha guiado este proceso, llenando los días de fortaleza y capacidad. A la Universidad Industrial de Santander con su excelente grupo de catedráticos, personal administrativo y de servicios en general.

Tabla de contenido

Introducción	11
1.Hidratos de gas en el mundo	13
1.1.Sinopsis	13
1.2.Generalidades	13
1.3.Técnicas de explotación	14
1.4.Panorama global de la distribución de hidratos de gas.	15
1.5.Balance global del gas natural	20
2. Evidencia del potencial de hidratos de gas en las cuencas de Colombia.....	26
2.1. Sinopsis	26
2.1. Panorama nacional de la distribución de hidratos de gas.	28
3. Oferta de Gas natural en Colombia	32
3.1. Sinopsis	32
3.2. Declaración de reservas y producción de gas natural.	32
3.3. Evolución de las reservas de gas natural de Colombia	33
3.4. Abastecimiento de gas natural en Colombia.....	34
3.5. Proyección de Demanda Nacional de Gas Natural	37
4. Predicción del abastecimiento de gas natural en Colombia	41
4.1. Sinopsis	41
4.2. Simulación de Monte Carlo.....	41
5. Conclusiones	48
6. Recomendaciones.....	50
Referencias.....	51

Lista de figuras

Figura 1. Distribución global de hidratos de gas	20
Figura 2. Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018).....	21
Figura 3. Reservas probadas mundiales de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018).....	21
Figura 4. Evolución de la producción mundial de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018)	22
Figura 5. Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018).....	23
Figura 6. Evolución del consumo de gas mundial, corte 2017. Modificado de (BP , 2018)	24
Figura 7. Evolución mundial de la relación producción/consumo de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018).....	24
Figura 8. Impacto de los hidratos de gas en las reservas.	25
Figura 9. Líneas sísmicas y pozos utilizados para estimar el potencial de hidratos de gas por Vargas (2012). Tomado de (Vargas, 2012).	29
Figura 10. Potencial de hidratos de gas en Colombia. Modificado de (Vargas, 2012).....	31
Figura 11. Comparativo potencial de hidratos de gas. Panorama Global. Modificado de (Vargas, 2012).	31
Figura 12. Contribución de gas natural por cuenca. Modificado de (ANH, 2016).	33
Figura 13. Evolución reservas de gas natural 1981-2017. Modificado de (BP , 2018).....	34
Figura 14. Producción de gas natural 2011-2017. Modificado de (BP , 2018).	35
Figura 15. Abastecimiento de gas natural en Colombia.	35
Figura 16. Producción nacional. Tomado de (UPME, 2017).....	36
Figura 17. Proyección de demanda de gas natural nacional. Tomado de (UPME, 2017)	38
Figura 18. Proyección de demanda de gas natural por sectores. Tomado de (UPME, 2017).....	39
Figura 19. Proyección de demanda de gas natural por regiones. Tomado de (UPME, 2017).	39
Figura 20. Curva de Producción de reservas probadas de gas natural. Modificado de (BP , 2018)	40
Figura 21. Estimación tiempo de abastecimiento de gas natural. Distribución triangular.....	42
Figura 22. Estimación tiempo de abastecimiento de gas natural. Distribución Uniforme.....	43
Figura 23. Comportamiento de las variables de entrada. De arriba hacia abajo: (a) Reservas convencionales, (b) Consumo, (c) Recursos de hidratos de gas.	44

Lista de tablas

Tabla 1. Estimaciones mundiales del gas en hidratos. Todos los valores mostrados en ft ³ , modificados de (Vargas, 2012).....	19
Tabla 2. Dimensiones de las áreas consideradas para los cálculos del potencial de hidrato de gas. Modificado de (Vargas, 2012).....	29
Tabla 3. Estimación del potencial de gas en los hidratos. Modificado de (Vargas, 2012).	30
Tabla 4. Síntesis de los campos que contribuyen a las reservas de gas natural en Colombia. Modificado de (BP , 2018) & (UPME, 2017).....	37
Tabla 5. Parámetros estadísticos asociados a variables de entrada. Simulación Monte Carlo	45
Tabla 6. Variables Estadísticas Simulación Monte Carlo	46
Tabla 7. Percentiles Simulación Monte Carlo	47

Resumen

TÍTULO: ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE GAS COMO POSIBLE ALTERNATIVA ENERGÉTICA PARA EL PAÍS*

AUTOR: OSCAR FABIAN ORTEGA ALMEIDA **

PALABRAS CLAVES: Hidratos de gas, abastecimiento, fuente energética, estimación.

DESCRIPCIÓN:

Una nueva apreciación de volúmenes de gas es presentada en este trabajo a través de estimaciones de hidrocarburos no convencionales recuperables en las cuencas sedimentarias de Colombia. Se adoptó un enfoque probabilístico utilizando el método estadístico de Monte Carlo destinado a definir los recursos disponibles y atrapados, y comparar dicha simulación con reservas in situ. Se evalúa el suministro de gas que pueden aportar los hidratos, asumiendo que las estimaciones de estos recursos se traducen en reservas 1p, para remediar el posible desabastecimiento de gas en los próximos 8 años. Este trabajo acopla tres aspectos significativos para el futuro suministro de gas en Colombia: i) El papel de los hidratos de gas en el panorama global y su impacto en países con pocas reservas, ii) La distribución geográfica de los hidratos de gas como herramienta para conocer la contribución de los diferentes *plays* a la producción de gas en Colombia, iii) La generación de escenarios en función de los volúmenes estimados de hidratos de gas. Este estudio proporcionará un criterio objetivo del impacto energético a nivel internacional y nacional de los hidratos de gas como fuente de energía no convencional. En adición, se identificaron a partir de antecedentes investigativos, aquellas zonas declaradas con alto potencial de hidratos para el territorio nacional, discretizando los estudios sobre el tema, y discerniendo por el estimado más probable acorde a la rigurosidad de la investigación (i.e, 19.04 Tft³). También, se desarrolló un balance de gas para vislumbrar la situación actual energética de Colombia, donde se evidenció el declive en producción y el posible desabastecimiento de gas a corto plazo. Consecuentemente, se desarrolló una estimación energética a través de un análisis probabilístico, que permitió discernir una predicción de la autosuficiencia de gas considerando los depósitos de hidratos, resultando en 30.91 años (escenario más probable).

*Tesis para optar por el título de Magíster en Ingeniería de petróleos y gas con énfasis en ingeniería de gas y procesos

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. PhD Olga Patricia Ortiz (Director).

Abstract

TITLE: STUDY OF GAS HYDRATE RESERVOIR AS A POSSIBLE ENERGY ALTERNATIVE FOR THE COUNTRY *

AUTHOR: OSCAR FABIAN ORTEGA ALMEIDA **

KEY WORDS: Gas hydrates, supply, energy source, estimation.

DESCRIPTION:

A new appreciation of gas volumes is presented in this work through estimates of recoverable unconventional hydrocarbons in the sedimentary basins of Colombia. A probabilistic approach was adopted using the Monte Carlo statistical method to define available and trapped resources and compare this simulation with on-site reservations. It is considered contemplating the gas supply likely to be provided by gas hydrates, assuming that the estimates of these resources are translated into 1p reserves, to remedy the possible shortage of gas in the next 8 years. This work combines three significant aspects for the future gas supply in Colombia: i) The role of gas hydrates in the global panorama and its impact on countries with few reserves, ii) The geographical distribution of gas hydrates as a tool to know the contribution of different plays to gas production in Colombia, iii) The generation of scenarios based on the estimated volumes of gas hydrates. This study will provide an objective criterion of the international and national energy impact of gas hydrates as an unconventional energy source. In addition, areas declared with high potential for hydrates for the national territory were identified from investigative antecedents, discretizing its studies, and discerning by the most probable estimate according to the rigor of the investigation (i, e, 19.04 Tft3). Also, a gas balance was developed to discern the current energy situation of Colombia, where the decline in production and possible gas shortage short term are evidenced. Consequently, an energy estimation was developed by probabilistic analysis that enabled to discern a prediction of the sufficiency of gas hydrate deposits considering the gas, resulting in 30.91 years (most probable scenario).

*Thesis for the degree of Master of Petroleum and gas engineering with emphasis in gas engineering and processes.

**Faculty of PhysicoChemical Engineering. School of Petroleum Engineering. PhD Olga Patricia Ortiz (Director).

Introducción

Actualmente, Colombia se enfrenta a un desabastecimiento de gas natural en el mediano plazo, dado al reciente panorama del país en materia minero-energética, lo cual hace necesario plantear nuevas alternativas para mantener la oferta del recurso energético a los principales consumidores, sin generar un impacto económico significativo (UPME, 2016). Garantizar la existencia de un suministro confiable de gas natural para las actividades de los hogares, la industria y transporte vehicular es fundamental para acelerar el crecimiento energético en Colombia. Hasta el año 2017, el país contaba con reservas probadas de gas natural para 11.9 años y con reservas totales para 15.9 años. Para que estas continúen aumentando, se requiere de exploración y explotación, actividades que han disminuido desde 2014 cuando cayeron los precios internacionales del petróleo (Monterrosa, 2018).

El sector del gas natural en Colombia se encuentra en un punto de inflexión importante por el inminente cambio en las fuentes de suministro, su incorporación a los mercados globales de gas, la evolución de los patrones de consumo nacionales y la necesidad de proporcionar una respuesta adecuada a las expectativas de los millones de consumidores colombianos. En el presente proyecto se enmarca la necesidad de migrar a fuentes de gas natural no convencionales, hidratos de gas, que permitan solventar en gran medida: i. La necesidad y conveniencia de un lineamiento estable de largo plazo sobre la composición de la matriz energética colombiana; ii. La tarea conjunta de fomentar y construir demanda de gas, como un motor de desarrollo económico y social, iii. El imperativo de desarrollar una base de suministro de gas natural amplia, diversa, competitiva y estable para permitir a los actores del mercado (e.g. consumidores, reguladores, operadores, inversionistas, etc.) tomar decisiones de largo plazo fundamentadas, iv. El beneficio para el país, los consumidores y la industria de entrar en una nueva etapa regulatoria que favorezca la simplicidad y la iniciativa de los actores. Por lo tanto,

en este estudio se pretende identificar posibles candidatos de yacimientos de hidratos de gas, y consecuentemente, establecer escenarios para analizar su impacto en función de su oferta y demanda.

Este trabajo constituye un instrumento de planeación que proporciona una evaluación sobre disponibilidad y demanda de gas natural en el corto y mediano plazo, brindando certidumbre a través de la consigna del potencial de gas natural proporcionado por los yacimientos de hidratos de gas probables en Colombia a través de un estudio probabilístico de Monte Carlo tipo triangular.

1. Hidratos de gas en el mundo

1.1.Sinopsis

Los hidratos de gas se han promocionado como la próxima generación de recursos energéticos explotables para fines comerciales y de uso antropogénico, razón por la cual en la industria desde el siglo pasado varios proyectos han sido establecidos con el fin de tener un mejor entendimiento de ellos. Este primer capítulo tiene como objetivo principal el de ofrecer una visión global de los hidratos de gas, es decir, cuáles son las zonas con mayor estimación de volúmenes, qué investigaciones se han llevado a cabo con respecto a su explotación, y cuál es el impacto que podrían generar en la suficiencia energética de los países.

1.2.Generalidades

Los hidratos de gas (o NGH, por sus siglas en inglés) son compuestos cristalinos, de apariencia similar a la del hielo, formados por “jaulas rígidas” de moléculas de agua que envuelven moléculas de gas, generalmente metano (Vasquez, 1996). Su mayor atractivo radica en su amplia existencia en los sedimentos del lecho marino y las zonas de “*permafrost*” alrededor del planeta, los cuales contienen volúmenes de carbono (alrededor de 8 Em^3 - 282.517 Eft^3 -) muy superiores a los de las reservas probadas de combustibles fósiles a nivel global (193.5 Em^3 - 6.833 Zft^3 -) (BP , 2018); adicionalmente, una determinada cantidad de gas contenida dentro de un hidrato puede aumentar su volumen hasta 160 veces a condiciones estándar (Lee & Holder, 2001), lo cual convierte a los hidratos de gas en un recurso con alta capacidad gasífera.

1.3. Técnicas de explotación

La explotación de los hidratos de gas es dificultosa debido a que no se puede manejar mediante técnicas convencionales de extracción de gas y crudo, lo que ha conllevado a que se desarrollen diferentes mecanismos para hacer a los hidratos de gas una fuente económicamente viable. Las tres estrategias usadas para la extracción de metano a partir de hidratos de gas son brevemente ilustradas a continuación (Amit, et al., 2014):

- **Despresurización:** Es una técnica de extracción en la cual se perfora la capa de hidratos con el fin de reducir la presión por debajo del punto de equilibrio de estos, iniciando un proceso endotérmico, que resulta en la liberación del gas metano que fluye a través de la tubería hasta superficie, la cual continúa hasta que el equilibrio se recupera a una temperatura más baja. Este método es muy ventajoso debido a que es el más económico y el de menor consumo energético, pero solo es aplicable para hidratos que se encuentran en regiones polares, debajo del “*permafrost*” donde el gas libre se presenta por debajo de la zona de estabilidad. Otra desventaja notable es que el calor específico de la disociación del hidrato de gas es de aproximadamente 0.5 MJ/Kg, el cual supera el calor específico de fusión del hielo, y debido al aumento del intercambio de calor, la temperatura de la zona del yacimiento se reduce hasta llegar a la temperatura de equilibrio de formación de hidratos, lo que detiene la disociación. Por lo tanto, la solución reside en descubrir una tecnología que pueda mantener una disociación estable de hidratos de gas dentro de los medios porosos.
- **Inyección de inhibidores:** El principal objetivo de esta técnica es abolir la creación de hidratos de gas a través de la inyección de un inhibidor químico el cual hidrata y perturba la condición de equilibrio de los hidratos de gas más allá

de su zona de estabilidad termodinámica. Este inhibidor químico (comúnmente metanol, glicol monoetilen o dietileno) trabaja disminuyendo la temperatura de disociación descomponiendo los hidratos en gas y agua libre. Entre sus principales limitaciones está el hecho de que se necesita una alta porosidad, además del alto costo que alcanzan algunos productos químicos.

- **Estimulación térmica:** Es una técnica de extracción que utiliza la inyección de un fluido caliente (vapor, solución de salmuera caliente, etc.) con el fin de elevar localmente la temperatura del yacimiento, fuera de la región de estabilización de los hidratos. Este aumento de temperatura provoca la disociación del hidrato, liberando así el gas para posteriormente ser recolectado y bombeado a la superficie desde el fondo marino mediante la perforación de un pozo.

1.4. Panorama global de la distribución de hidratos de gas.

Los hidratos se encuentran normalmente distribuidos en los sedimentos porosos bajo el lecho marino y en zonas de “*permafrost*”, y pueden formar cementos, nódulos, venas o capas (Popescu, et al., 2006). Además, pueden generarse y mantenerse estables en condiciones de presión y temperatura favorables (i.e. altas presiones, bajas temperaturas), cuando metano libre y agua se encuentran disponibles (Kvenvolden, 1995). La presencia de NGH ha sido inferida en aproximadamente 50 zonas alrededor del mundo, sin embargo, solo un número limitado de estas acumulaciones ha sido estudiado. Tales acumulaciones se encuentran en áreas marinas y de “*permafrost*”, como sigue: i) Blake Ridge a lo largo del margen continental sudeste de los EE. UU; ii) La bioregión de “*Cascadian*” a lo largo del margen continental de la costa del Pacífico de Canadá; iii) en la costa este de Japón, Nankai; iv) Alaska septentrional; y, v) en el delta del río Mackenzie, en el norte de Canadá (Collet, 2002). Debido a la creciente disminución de fuentes energéticas convencionales, países como Estados Unidos, Canadá, China, entre

otros, compiten en la investigación de este recurso alternativo; y se estima que este comenzará su desarrollo comercial durante las próximas décadas hasta gradualmente convertirse en la principal fuente de gas natural en el mundo.

Desde el 2001, se han llevado a cabo diversas investigaciones en las costas occidentales de Taiwán, de las cuales se han podido estimar recursos de hidratos cercanas a los 2700 Gm^3 (95.35 Tft^3) (Lin, 2011). Además, en años recientes el consumo de gas en Taiwán ha incrementado hasta los 22 Gm^3 (0.77 Tft^3) anuales (BP, 2018), lo cual indica que, si los recursos de NGH fueran explotadas en su totalidad y el consumo se mantuviera constante, la demanda energética de este país sería cubierta por los próximos 120 años aproximadamente.

Por otro lado, una de las potencias económicas más grandes del mundo, Japón, posee una estructura energética bastante frágil, principalmente debido a que cerca del 98% de su energía es importada desde otros países. Las reservas de hidrocarburos convencionales son muy escasas, razón por la cual el país del sol naciente ha centrado sus esfuerzos en los NGH desde su descubrimiento en Nankai Through en 1996 (Takahashi & Tsuji, 2005). Se estima que el total de recursos de hidratos en el mar japonés se encuentran entre los 7 y los 7.4 Tm^3 ($247.20 - 261.32 \text{ Tft}^3$) (Satoh, et al., 1996), en otras palabras, los recursos totales equivalen a 63 veces el consumo nacional de gas en el 2017 ($117.1 \text{ Gm}^3 - 4.13 \text{ Tft}^3$) (BP, 2018). Japón fue el primer país en hacer grandes inversiones con el fin de promover la investigación de los hidratos de gas, y ya que estos son vistos como recursos clave en el nuevo siglo, se han llevado a cabo numerosas investigaciones asociadas a su desarrollo; en especial mediante la creación en el año 2002 de la “Alianza MH21”: un grupo de investigación formado por varias organizaciones gubernamentales niponas cuyo propósito es el de mejorar el panorama energético de la nación mediante el desarrollo de nuevas técnicas que permitan la explotación de los NGH.

Paralelamente, China ha centrado sus actividades de investigación de hidratos de gas principalmente en dos zonas: la meseta tibetana y el mar de China Meridional, y han logrado estimar que los recursos de hidratos de gas a largo plazo son de al menos 35 mil millones de toneladas de petróleo equivalente (1.488 Pft^3), y los recursos marinos de metano en el Mar de China Meridional es de aproximadamente 64 mil millones de toneladas de petróleo equivalente (2.72 Pft^3). Desde finales de los años noventa, China comenzó la investigación de sus recursos de hidratos de gas en el norte del Mar de China Meridional, y fue mediante el uso de la técnica de reflexión sísmica multicanal con alta resolución, que se pudo comprobar la presencia de estos. Posteriormente, en 2002, China lanzó el “Chinese Marine Gas Hydrate Resources Survey and Evaluation Program”, proyecto en el cual se llevaron a cabo una serie de actividades investigativas enfocadas en la geofísica, geoquímica y la profundidad del agua en el norte del Mar Meridional de China, y que arrojó resultados positivos ya que el programa logró determinar información relacionada con la distribución y el espesor de los hidratos de gas (Weng, et al., 2013).

Finalmente, en Norteamérica los hidratos de gas han surgido como una alternativa para las fuentes convencionales; de acuerdo a diversos estudios completados en décadas pasadas, los recursos de hidratos de gas en el “*permafrost*” terrestre estadounidense y su lecho marino se acercan a los 9060 Tm^3 (320 Pft^3), los cuales se reparten de la siguiente manera: 52.8% en los mares de Alaska, 19.1% en el pacífico occidental, 11.9% en el golfo de México, y 0.2% en tierra de Alaska (Collett, 1995). Con base en los datos anteriores se puede deducir que, si el total de los recursos fueran recuperables, habría suficiente gas para abastecer a los Estados Unidos durante más de 12000 años, dado el consumo de este país en el 2017 de 739.5 Gm^3 (26.12 Tft^3) (BP, 2018). Además, al analizar el potencial de los hidratos de gas para las vastas plataformas continentales y las regiones de “*permafrost*” ártico de Canadá a lo largo de sus

márgenes Atlántico y Pacífico, la cantidad total in situ de metano en hidratos de Canadá se estima entre 44 y 810 Tm³ (1.55 y 28.6 Pft³) (Council of Canadian Academies, 2008), muy superior en comparación con el potencial de gas convencional de aproximadamente 1.9 Tm³ (67 Tft³) (BP, 2018). Esta comparación sugiere que los hidratos de gas representan una posible garantía futura del suministro de energía de América del Norte, si el gas se puede recuperar y separar del hidrato.

Al igual que Japón, India es un país que carece de las fuentes energéticas tradicionales, sin embargo, se han estimado recursos de hidratos en el Océano Índico cuyos volúmenes varían entre los 4.57 Tm³ y 6156 Tm³ (0.16 Pft³ – 217.39 Pft³), que estarían disponibles para uso doméstico durante cientos de años si se logran recuperar (Sahay & Johnson, 2014). Ansioso por explotar el hielo de metano dentro de sus propias jurisdicciones, el Consejo Científico e Industrial de la India inició el "Programa Nacional de Investigación sobre Hidratos de Gas" en 1997, no obstante, muchos en la comunidad científica están preocupados por esta medida, ya que India no cuenta con los mismos recursos financieros de Japón. Por lo tanto, debido a la escasez de fondos, durante el proceso de recuperación del hielo de metano, podría producirse la pérdida de metano a la atmósfera, provocando un daño más grave que el efecto invernadero causado por el dióxido de carbono emitido por las actividades antropogénicas (Pant & Gujarat, 2010).

Las estimaciones mundiales de la cantidad de metano en los depósitos de hidratos varían de 14 a 34,000 E+12 m³ (494.4 E+12 – 1.2 E+18 ft³) en áreas de “*permafrost*” y de 3,100 a 7,600,000 E+12 m³ (109 E+15 – 2.68 E+20 ft³) en sedimentos oceánicos (ver **Tabla 1**). Se puede observar que la cantidad estimada es mucho mayor que las reservas de gas natural restante, que se han tasado en 193,4 E+12 m³ (6.8 E+15 ft³) para 2017 por BP (BP, 2018).

Tabla 1.

Estimaciones mundiales del gas en hidratos. Todos los valores mostrados en ft^3 , modificados de (Vargas, 2012).

Gas natural contenido en hidratos de gas en áreas “onshore”		
4.9E+14		Meyer (1981)
1.1E+15		Mclver (1981)
2.0E+15		Trofimuck et al., (1977)
2.6E+15		MacDonald (1900)
1.2E+18		Dobrynin et al., (1981)
Gas natural contenido en hidratos de gas en áreas “offshore”		
3.1E+15		Meyer (1981)
5-25E+15		Trofimuck et al., (1977)
2E+16		Kvenvolden (1988)
2.1E+16		MacDonald (1900)
4E+16		Kvenvolden & Claypool (1988)
7.6E+18		Dobrynin et al., (1981)

En la **Figura 1** se presenta un mapa geográfico donde se ubican las zonas con presencia de hidratos de gas, el cual fue realizado mediante la herramienta Geobubble de Matlab® (licencia académica).

Cabe recalcar que los hidratos de gas no son solo otro tipo de recurso natural, sino también un factor muy importante relacionado al cambio climático y la estabilidad del lecho marino, por lo tanto, lograr un balance entre la conservación y protección del medio ambiente y el aseguramiento energético de las naciones, será uno de los mayores retos a futuro para la ciencia y la ingeniería.

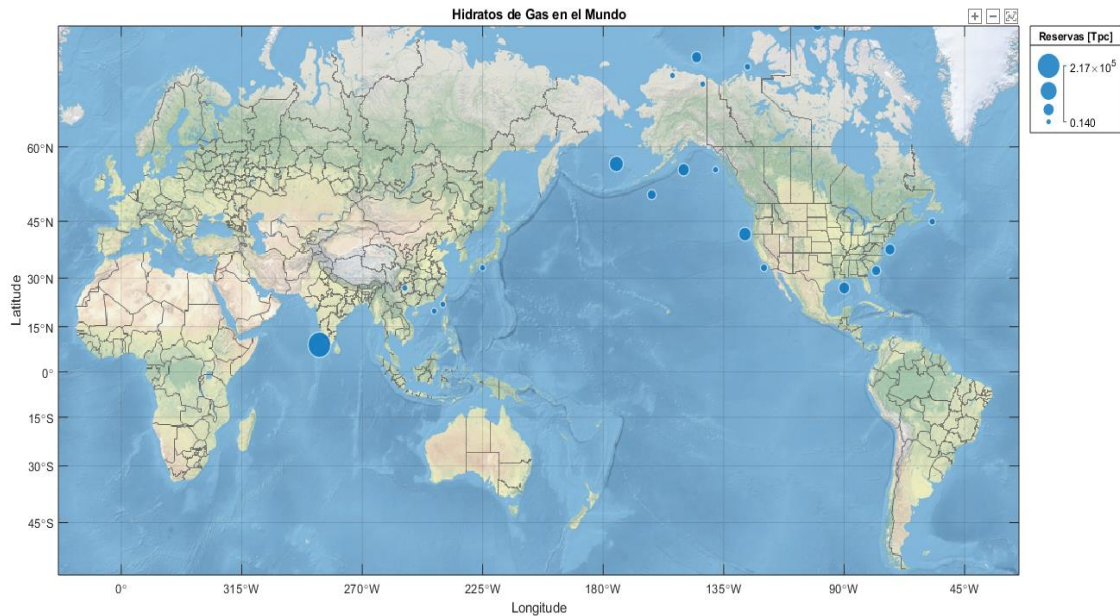


Figura 1. Distribución global de hidratos de gas

1.5. Balance global del gas natural

Una retrospectiva a la evolución histórica de las reservas probadas de gas natural mundial señala que, durante el período comprendido entre 1980 y el 2017, las reservas probadas crecieron a una tasa de 2.6% promedio año, pasando de 2.5 a 6.8 E+15 ft³ (BP , 2018) De este volumen, aproximadamente el 80% se localiza en 10 países. Además de que tales reservas han aumentado, lo han hecho a una tasa cada vez menor (ver **Figura 2**): Cabe recalcar, que dicha tasa disminuyó con respecto al 2016 en 3.5%.

La región de Medio Oriente dispone del mayor volumen de reservas probadas con 2.79 E+15 ft³ y una participación del 40.9% de las reservas a nivel mundial. Le sigue en su orden la región de Europa y Euroasia con un volumen de 2.19 E+15 ft³. El tercer lugar es ocupado por la región de Asia-Pacífico que cuenta con 0.68 E+15 ft³, luego Norte América con 0.38 E+15 ft³ y la región de Sud-centro américa, con un volumen de reservas probadas de 0.29 E+15 ft³.

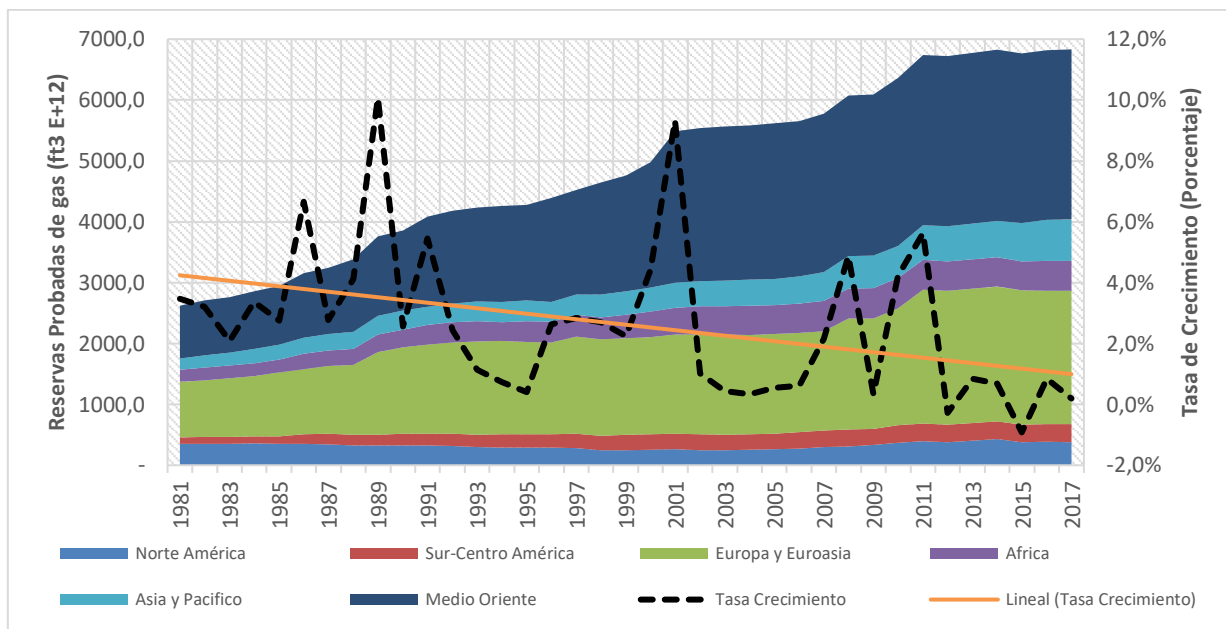


Figura 2. Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP, 2018)

Rusia posee las mayores reservas probadas de gas natural en el mundo, con cerca de $1.23 \text{ E}+15 \text{ ft}^3$, que representan aproximadamente una cuarta parte del total. Por su parte, Irán ocupa la segunda posición con reservas probadas de aproximadamente $1.17 \text{ E}+15 \text{ ft}^3$ (ver **Figura 3**).

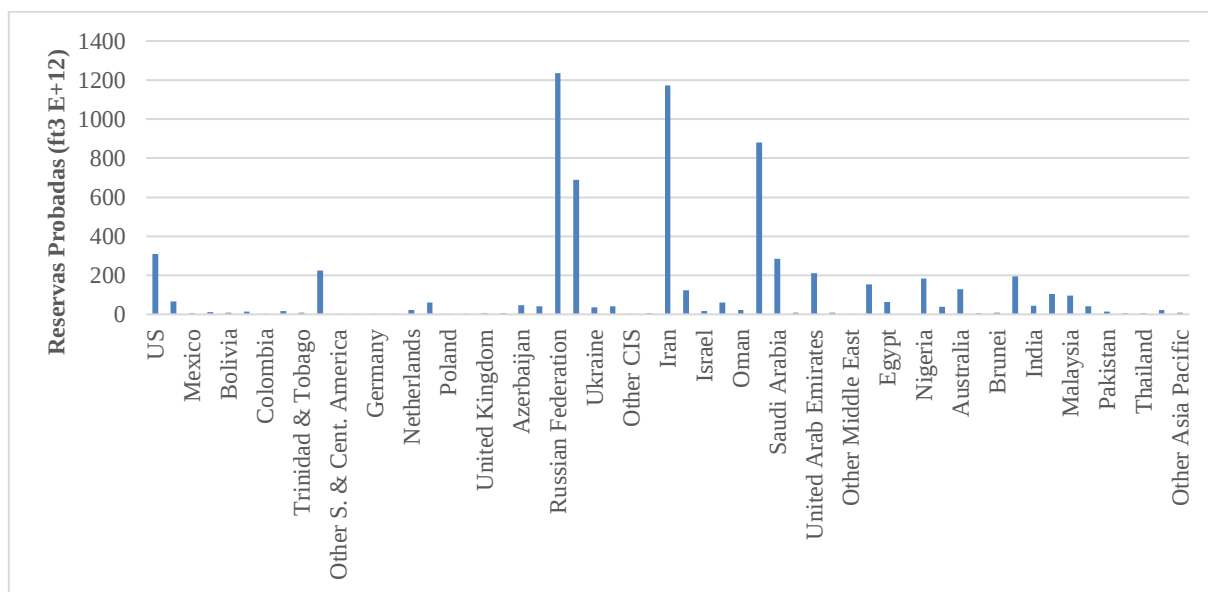


Figura 3. Reservas probadas mundiales de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP, 2018)

Una mirada a la evolución histórica de la producción de gas natural señala que, durante el período comprendido entre 1971 y el 2017, la producción mundial de gas natural pasó de 101

a 356.1 E+09 ft³, lo que representa un aumento del 352.6%, y una tasa de crecimiento promedio año de 2.8% en el horizonte de análisis (ver **Figura 4**). Regionalmente, la de mayor tasa de crecimiento es la de África con 9% promedio año, seguida de Europa y Eurasia con 7.9% y en tercer lugar se encuentra Asia Pacífico con 5%.

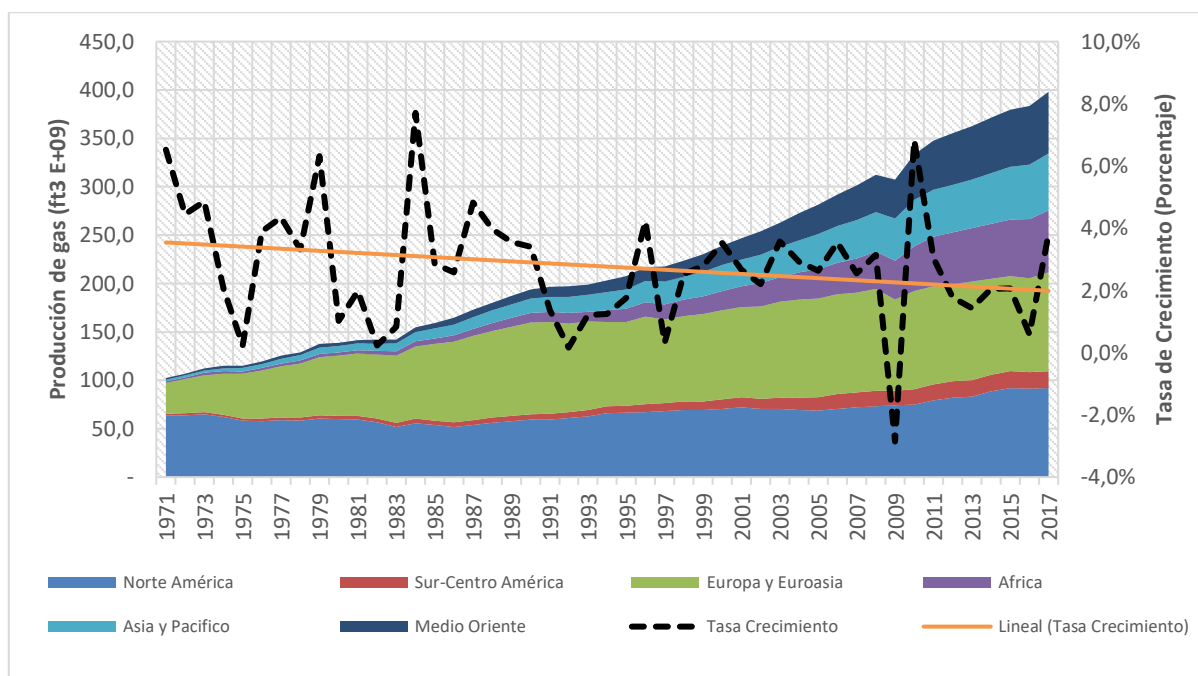


Figura 4. Evolución de la producción mundial de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018)

La región Centro y Sur América ha alcanzado un crecimiento de producción del 0.4% promedio año, en tanto Norteamérica ostenta un 1.0%, pese a los esfuerzos que desde 2008 viene realizando Estados Unidos para incrementar su oferta de gas natural (i.e. recuperación de los recursos de gas atrapados en rocas de esquisto, *shale gas*).

En cuanto al indicador Reservas Probadas/Producción de gas natural (ver **Figura 5**), este se ha mantenido casi igual durante los últimos 37 años, con un valor promedio de 56 años. Para el año 2017 este valor alcanzaba una magnitud de 52.5 años, siendo notable que en Medio Oriente este valor supera los 115 años, aunque ha venido disminuyendo de manera progresiva en las tres últimas décadas.

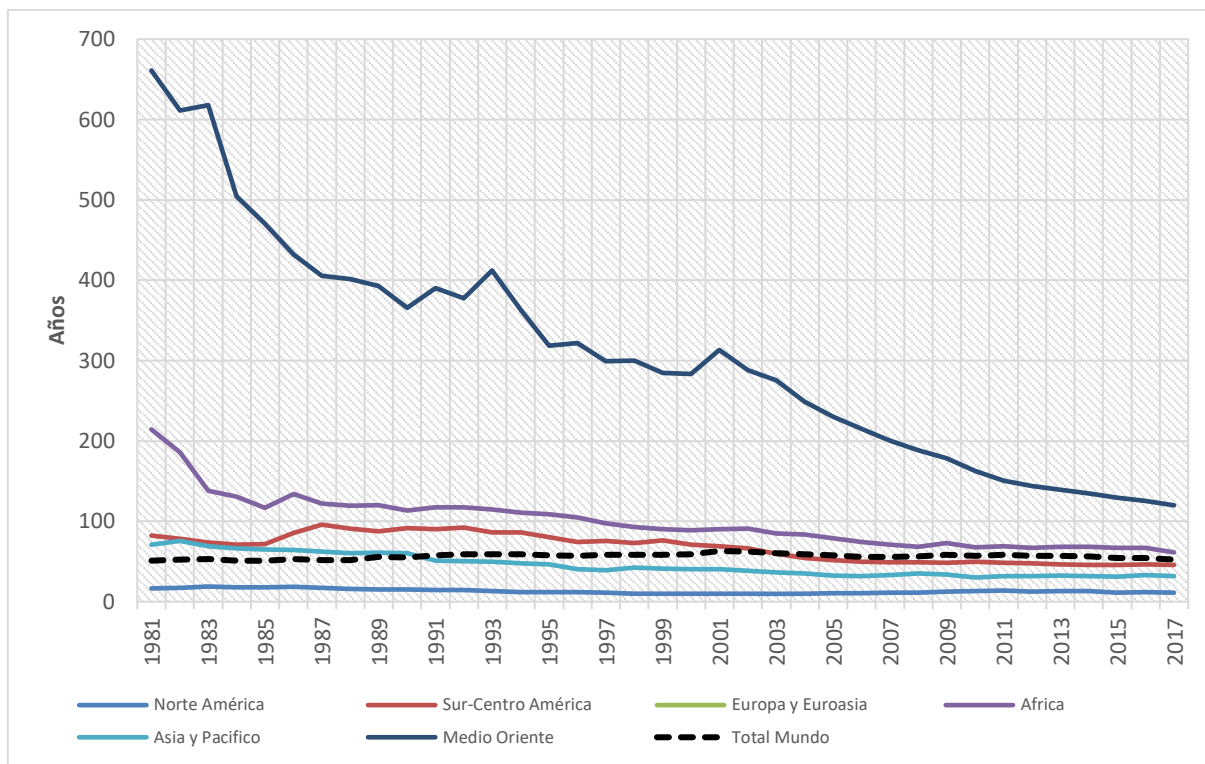


Figura 5. Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP , 2018)

Durante el año 2017, el consumo mundial de gas natural llegó a $355 \text{ E}+12 \text{ ft}^3$ (ver **Figura 6**), representando un aumento promedio de 2.9% frente a 2016. La región de Europa y Eurasia consumieron cerca del 30.1% del total, seguida de Norteamérica con 25.7% y Asia Pacífico con 21%. La tasa total de crecimiento promedio anual del consumo mundial entre 1900 y 2017 ha sido de 2.3%, destacándose las regiones de África con 6.8% y Asia Pacífico con 6.2%.

En adición, con respecto al indicador producción/consumo de gas natural (ver **Figura 7**), se aprecia que, en términos generales, el indicador se encuentra por debajo de 1, representando que actualmente, la demanda de gas es mayor a la oferta, y en sinergia con la tendencia decreciente en la tasa de crecimiento de reservas probadas, se reafirma la necesidad de buscar nuevas fuentes de este recurso.

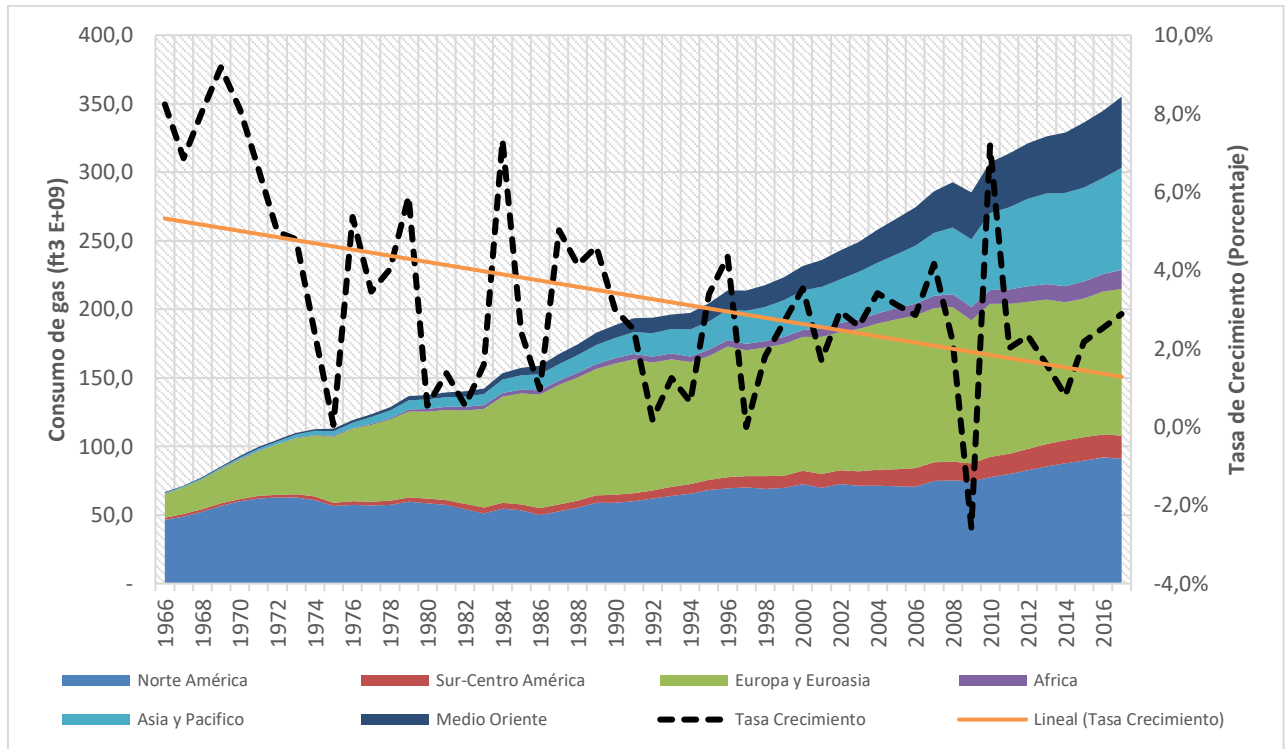


Figura 6. Evolución del consumo de gas mundial, corte 2017. Modificado de (BP, 2018)

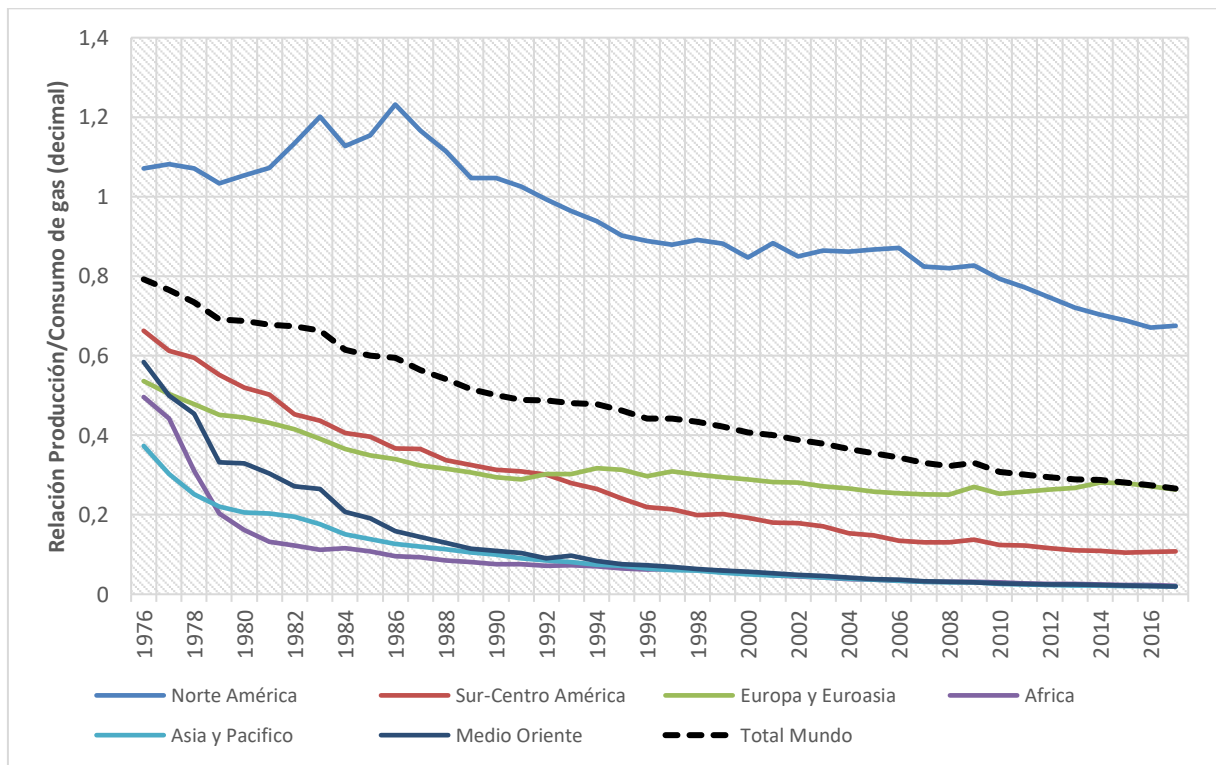


Figura 7. Evolución mundial de la relación producción/consumo de gas natural, corte 2017. Modificado de (BP, 2018)

En la **Figura 8**, se evidencia el impacto energético que tendrían los hidratos de gas para algunos países, considerando que el volumen reportado en la literatura es comercialmente

explotable. Se observa como el incremento en reservas es significativo, obteniendo un aumento en años de abastecimiento abismal (escala de miles). Asimismo, al comparar estos resultados con las reservas probadas declaradas para Rusia (i.e. $1.23 \text{ E}+15 \text{ ft}^3$), se tienen razones de hasta $2.6 \text{ E}+02 \text{ ft}^3$ (i.e. USA), resaltando de esta manera, el impacto de llegar a considerar este recurso como reserva. En adición, se observa como países con déficit de abastecimiento de gas natural como Japón, enmarcarían resultados favorables para su balance energético.

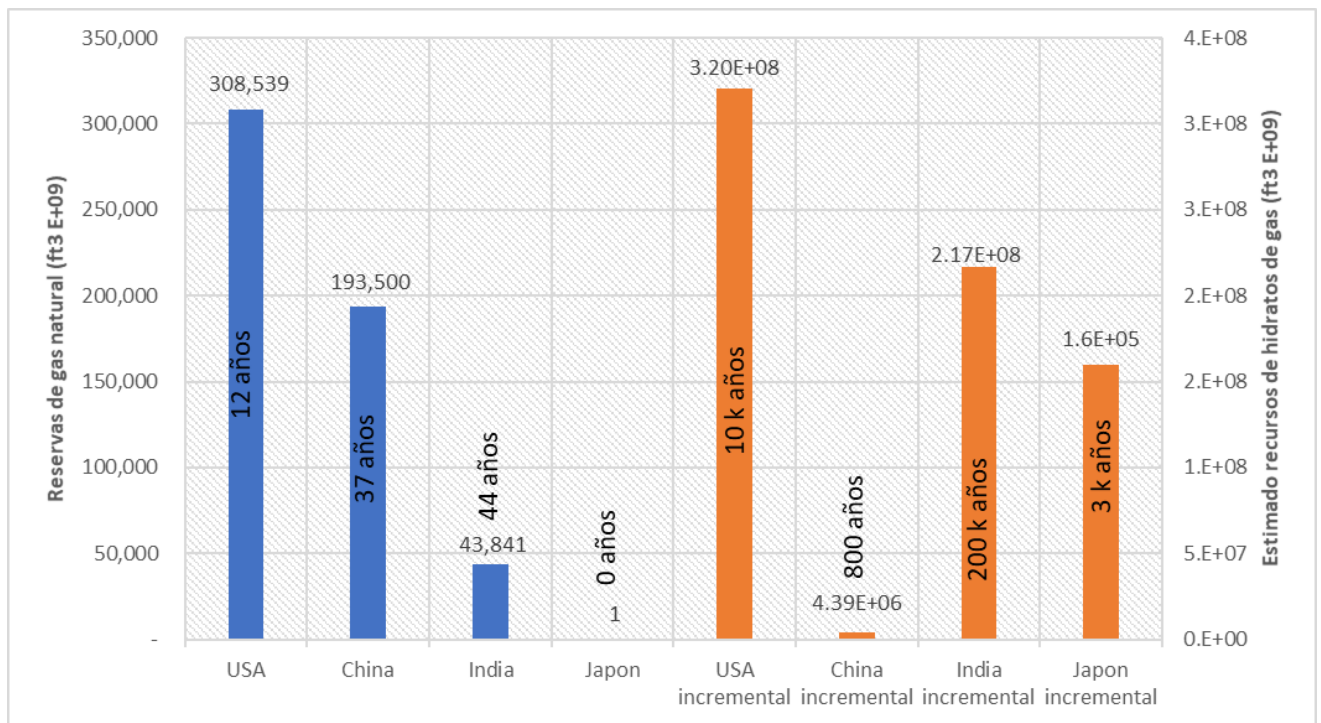


Figura 8. Impacto de los hidratos de gas en las reservas.

2. Evidencia del potencial de hidratos de gas en las cuencas de Colombia.

2.1. Sinopsis

Los hidratos de gas natural son comunes en los sedimentos del margen continental en todos los océanos principales a profundidades de agua superiores a unos 500 m. La aparición de estos se ha deducido principalmente de los reflectores acústicos observados en los perfiles sísmicos marinos. Se han registrado evidencias de hidratos de gas marinos en localidades donde los análisis químicos, han demostrado que el gas es principalmente metano, acompañado por pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados y dióxido de carbono (Bybee, 2004; Takahashi & Tsuji, 2005; Chong, et al., 2016; Wang & et al, 2017). La composición molecular de los hidrocarburos y la isotopía de carbono del metano, indican que este es de origen biológico. El gas probablemente se produce a partir de la alteración bacteriana de la materia orgánica, y el proceso de formación de hidratos de gas puede ser concurrente con la sedimentación. Se pueden esperar hidratos de gas en los sedimentos del margen continental exterior, donde las altas tasas de sedimentación entierran suficiente materia orgánica, de modo que, se produce suficiente metano para iniciar y estabilizar la formación de hidratos de gas (Kvenvolden, 1982).

Las líneas sísmicas multicanal y de un solo canal seleccionadas de los sedimentos del margen continental de la cuenca de Colombia, muestran evidencia convincente de grandes acumulaciones de hidrato de gas natural (Finley, et al., 1987). Los reflectores de simulación de fondo sísmico (i.e. BSR), interpretados para marcar la base de la zona de estabilidad del hidrato, son pronunciados y están muy extendidos a lo largo de todo el declive continental inferior de Panamá-Colombia. Las profundidades del agua para estos casos de hidratos sospechosos varían de 900 a 4000 m. Aunque no se han recuperado muestras de hidrato de gas de esta área, el metano biogénico es abundante en las turbiditas de Plioceno que subyacen en la llanura abisal

(Finley, et al., 1987). La extensa continuidad de los BSR, las profundidades de aguas relativamente pequeñas y la proximidad a las instalaciones de producción en tierra hacen que los sedimentos marginales de la banda deformada sean el objetivo más favorable para el desarrollo económico futuro del recurso de hidratos de gas dentro de la cuenca colombiana. La evidencia de hidratos de gas en la cuenca de Colombia sugiere un alto potencial para los depósitos de hidrocarburos no convencionales costa afuera, razón por la cual varios autores han realizado estimaciones sobre los posibles volúmenes de hidratos de gas en el país. Vásquez (1996) postuló a la cuenca Colombia en el mar Caribe y la cuenca de Panamá en el océano Pacífico con potencial de hidratos, cada una con un espesor neto de 10 m para estimar el potencial de este recurso en 1200 Tft³ y 300 Tft³ respectivamente, para un total de 1500 Tft³. Por su parte, Guzmán (2008) efectuó un cálculo mediante la aproximación de las áreas de las cuencas Caribe Offshore y Pacífico Offshore a 37500 km² y un espesor neto de 1 m, lo cual generó un potencial de 434,2 Tft³. Las anteriores estimaciones se caracterizan por ser netamente determinísticas, y la falta de rigurosidad en el método empleado (i.e. analogías) suscitan muchas dudas sobre su validez, dado a que no consideran para sus estimaciones parámetros petrofísicos, atributos geológicos u alguna información asociada a campo propias de las cuencas. Vargas (2012) ofrece un resumen de un ejercicio sistemático con mayor detalle, orientado hacia la estimación de hidratos de gas en Colombia. Las estimaciones se basaron en información de 28 pozos y más de 40,000 km de sísmica 2D. En el presente capítulo, se interpretarán y analizarán las estimaciones de hidratos de gas establecidas por Vargas (2012), con el objeto de refutar o reafirmar las hipótesis planteadas por el autor.

2.1. Panorama nacional de la distribución de hidratos de gas.

Vargas (2012) efectuó una integración y compilación de los datos sísmicos e información sobre pozos a lo largo de los márgenes continentales colombianos de la base de datos de petróleo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (i.e. ANH); revelando 807 líneas sísmicas (i.e. alrededor de 39,000 km) y 24 pozos con sus registros correspondientes. En adición, el autor realizó una búsqueda de información sísmica sobre el Caribe y la costa del Pacífico colombianos correspondiente a cruceros científicos internacionales y proyectos que se hayan llevado a cabo en esta área e incorporó al estudio cincuenta y cinco líneas sísmicas adicionales (aproximadamente 3,000 km); dichas líneas se refieren a los datos de los proyectos DSDP93GC, IG2408, IG2401 e IG2901 del Instituto de Geofísica de la Universidad de Texas y los datos del proyecto CD40 (1989) de Charles Darwin del Centro de Datos Oceanográficos Británicos (ver **Figura 9**).

Vargas (2012) utilizó la ecuación 1 para estimar el volumen de gas natural que podría estar contenido en las acumulaciones de hidratos de gas en las cuencas marinas colombianas. Para lo cual, fue requerido información sísmica y de pozos en las zonas de interés, interpretación de registros BSR, generación de polígonos a partir de los registros BSR. Se generaron variables aleatorias a partir del análisis de la distribución de datos conocidos relacionados con el área o mediante el análisis de los valores utilizados en estudios de otras partes del mundo. Los volúmenes utilizados para estimar los recursos en cada cuenca se calcularon a partir de datos de espesor y distribución aérea BSR (ver **Tabla 2**).

$$HG = 0.035 * A * h * \varphi * S_{hg} * G_{hg} \quad (1)$$

Donde, HG= Volumen de gas (Tft³), A= Área de ocurrencia de gas de hidrato (km²), h= Espesor del yacimiento (m), φ = Porosidad del yacimiento (decimal), S_{hg} = Grado de saturación de hidratos de gas (decimal), G_{hg} = Rendimiento volumétrico de gas en hidratos (decimal).

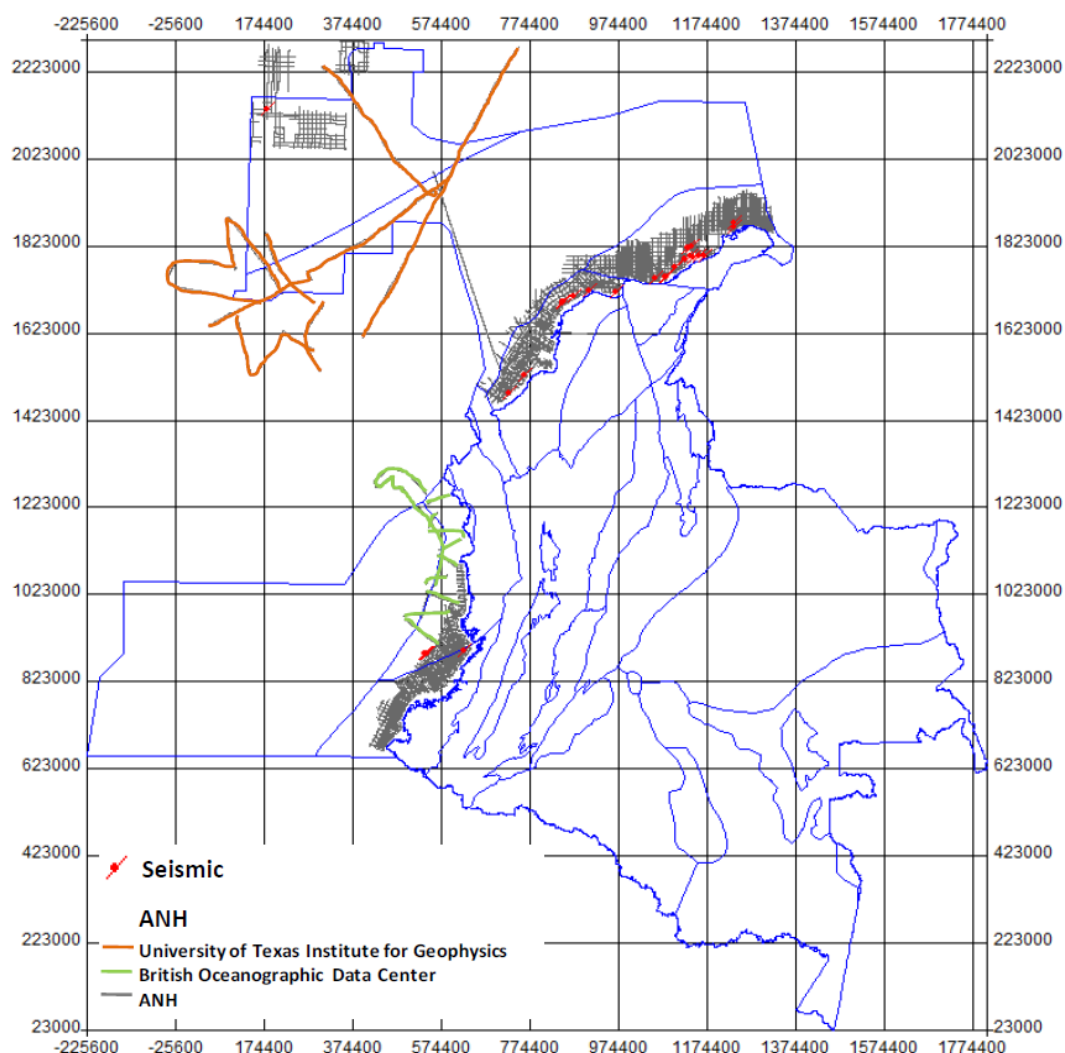


Figura 9. Líneas sísmicas y pozos utilizados para estimar el potencial de hidratos de gas por Vargas (2012). Tomado de (Vargas, 2012).

Tabla 2.

Dimensiones de las áreas consideradas para los cálculos del potencial de hidrato de gas. Modificado de (Vargas, 2012).

Cuenca	Área (Acres)	Min.-Máx. Espesor (ft)	Volumen (ft ³)
Chocó offshore	5,536,221.965	13.12336 - 15,780.8404	1.44E+15
Colombia Basin	504,669.9547	1,302.49348 - 4,166.6668	5.77E+13
Guajira offshore	4,663,647.26	0.656168 - 4,790.0264	3.72E+14
“Deep Pacific”	323,304.7689	6,463.2548 - 10,400.2628	1.16E+14
Sinú offshore	2,532,401.229	2.952756 - 3,740.1576	1.83E+14
Tumaco offshore	1,575,133.757	29.52756 - 8,169.2916	1.63E+14

Asimismo, Vargas (2012) efectuó un análisis de Montecarlo para evaluar el potencial de hidratos de gas. La **Tabla 3** muestra los resultados obtenidos, sin contar las áreas restringidas debido a la presencia de reservas ambientales. Se puede observar la gran diferencia entre las estimaciones del potencial de hidratos proporcionada por Vargas en comparación con los otros dos autores: tomando en cuenta el caso más probable (p50), Guzmán (2008) hace una sobreestimación del 2280% y Vásquez (1996) una del 7880%, con respecto a Vargas. No obstante, a pesar de que los volúmenes se diferencian significativamente, existe una característica común entre los tres estudios: todos ubican las mismas zonas como potenciales de hidratos, lo cual es un buen indicativo de la existencia de este recurso.

Tabla 3.

Estimación del potencial de gas en los hidratos. Modificado de (Vargas, 2012).

Cuenca	Hidratos de gas (Tft ³)		
	P10	P50	P90
Chocó offshore	46.87	11.79	3.03
Colombia Basin	1.91	0.48	0.12
Guajira Offshore	12.18	3.08	0.79
Deep Pacific	3.68	0.93	0.24
Sinú Offshore	5.75	1.45	0.37
Tumaco Offshore	5.23	1.32	0.34
Total	75.63	19.04	4.89

En la **Figura 10**, se efectúa una comparación del potencial de hidratos de gas en Colombia, por cuenca sedimentaria. En la **Figura 11** se realiza un contraste comparativo de las estimaciones a nivel mundial respecto a recursos de hidratos de gas. En esta última, se observa el gran umbral existente entre una potencia energética como Estados Unidos y un país en desarrollo como Colombia, representando tan sólo el 6.88E-5 % de los recursos estimados para este.

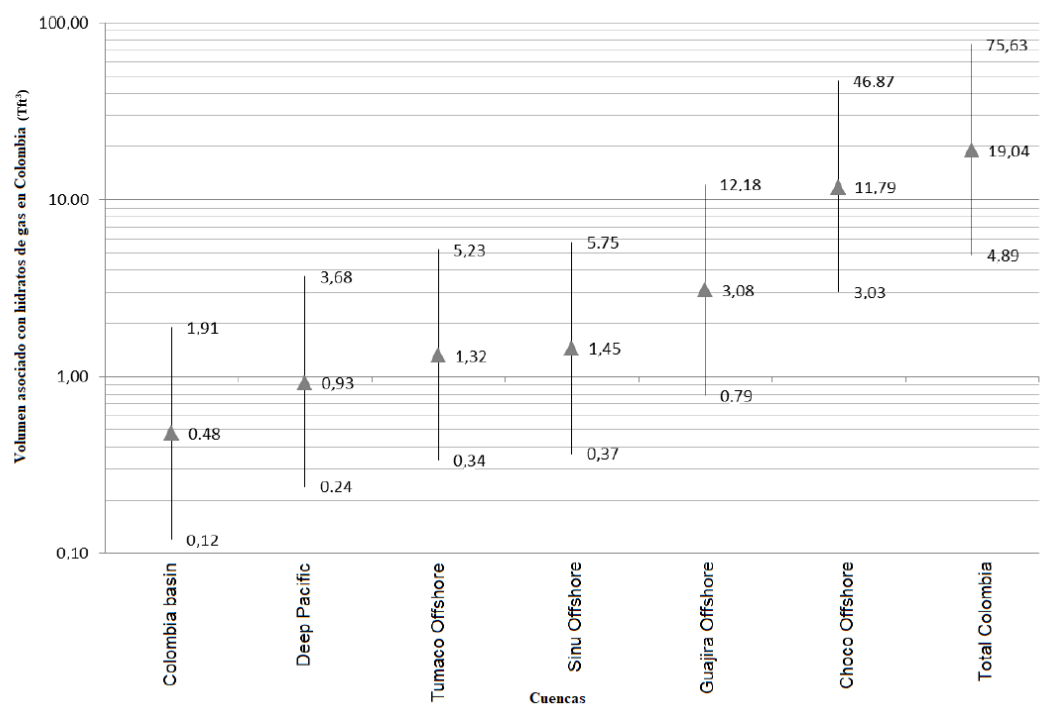


Figura 10. Potencial de hidratos de gas en Colombia. Modificado de (Vargas, 2012).

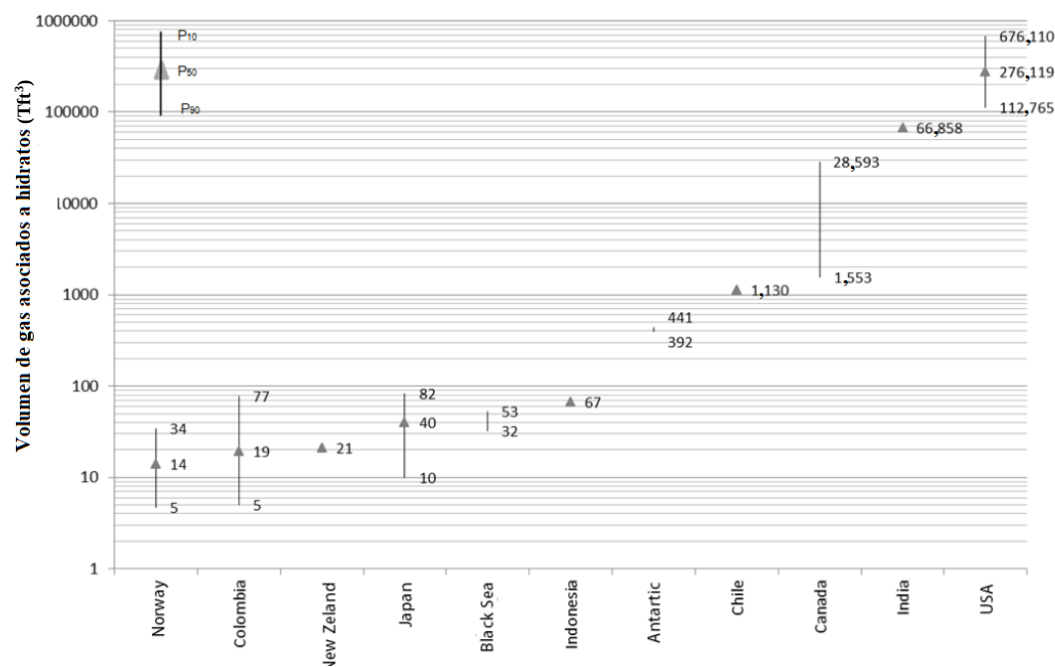


Figura 11. Comparativo potencial de hidratos de gas. Panorama Global. Modificado de (Vargas, 2012).

3. Oferta de Gas natural en Colombia

3.1. Sinopsis

En el presente capítulo, se define la oferta de gas natural a partir de las reservas disponibles y la declaración de producción de 2016, suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos con corte 31 de diciembre de 2016, y el informe de balance 2018 efectuado por BP (BP , 2018).

Además de esto, esta disertación está basada en la estimación de los escenarios de oferta de hidrocarburos en Colombia, estudio realizado por la UPME (i.e. Unidad de Planeación Minero Energética) en el año 2017 (UPME, 2017), y el cual teniendo en cuenta los cambios en la industria internacional de hidrocarburos y el contexto de negocios del sector a nivel nacional, define unos escenarios de incorporación de reservas y determina las implicaciones de los mismos en la política energética del país.

3.2. Declaración de reservas y producción de gas natural.

Las reservas totales de gas natural del país con corte a diciembre 31 de 2016, acorde con la información suministrada por la ANH en su reporte anual de reservas de gas por departamento (ANH, 2016), es de aproximadamente 5,320.78 Gft³, de los cuales 4,023.67 Gft³ corresponden a reservas probadas, 774.87 Gft³ a reservas probables y 522.23 Gft³ a reservas posibles. Por lo tanto, en términos generales, el volumen total de reservas de gas natural está distribuido de la siguiente forma: 76% asociado a reservas probadas, 14% a reservas probables y 10% a reservas posibles. En la **Figura 12** se presenta la contribución de cada cuenca en el volumen total de reservas por categoría. Las reservas probadas están agrupadas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales con el 59% de las totales, la Guajira que contiene el 22% y le siguen en su orden, Valle Inferior con 11%, y Valle Medio y Cordillera Oriental con 4% cada una. Las reservas probables se sitúan primordialmente en los Llanos Orientales, Valle Inferior y Valle Medio Magdalena distribuidas con una participación del 40%, 30% y 15% respectivamente, y

las reservas posibles se ubican esencialmente en el Valle Inferior del Magdalena, con un 42% de las reservas posibles totales.



Figura 12. Contribución de gas natural por cuenca. Modificado de (ANH, 2016).

3.3. Evolución de las reservas de gas natural de Colombia

En la **Figura 13** se presenta la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, en volumen y en tasa de variación porcentual. Se observa una reevaluación de reservas dada la caída de los precios del petróleo y la baja actividad exploratoria, sin embargo en el año 2017 las reservas totales de gas natural se mantuvieron constantes con respecto al año 2016, siendo la menor variación porcentual ocurrida en los últimos 10 años, esto es debido a: i) los descubrimientos establecidos para tal periodo, tal es el caso del pozo exploratorio Pandereta-2 del bloque VIM-5, a cargo de la compañía Canacol Energy LTD, para el cual se estimó una producción diaria de hasta 140 millones de pies cúbicos (Dinero, 2018), y de otros más, que le permitieron a la compañía aumentar en un 15% las reservas 1P, resultando en $328.6 \text{ E}+09 \text{ ft}^3$ a finales de 2017 (Canacol Energy, 2018); ii) Leve disminución de la producción de gas natural (ver **Figura 14**).

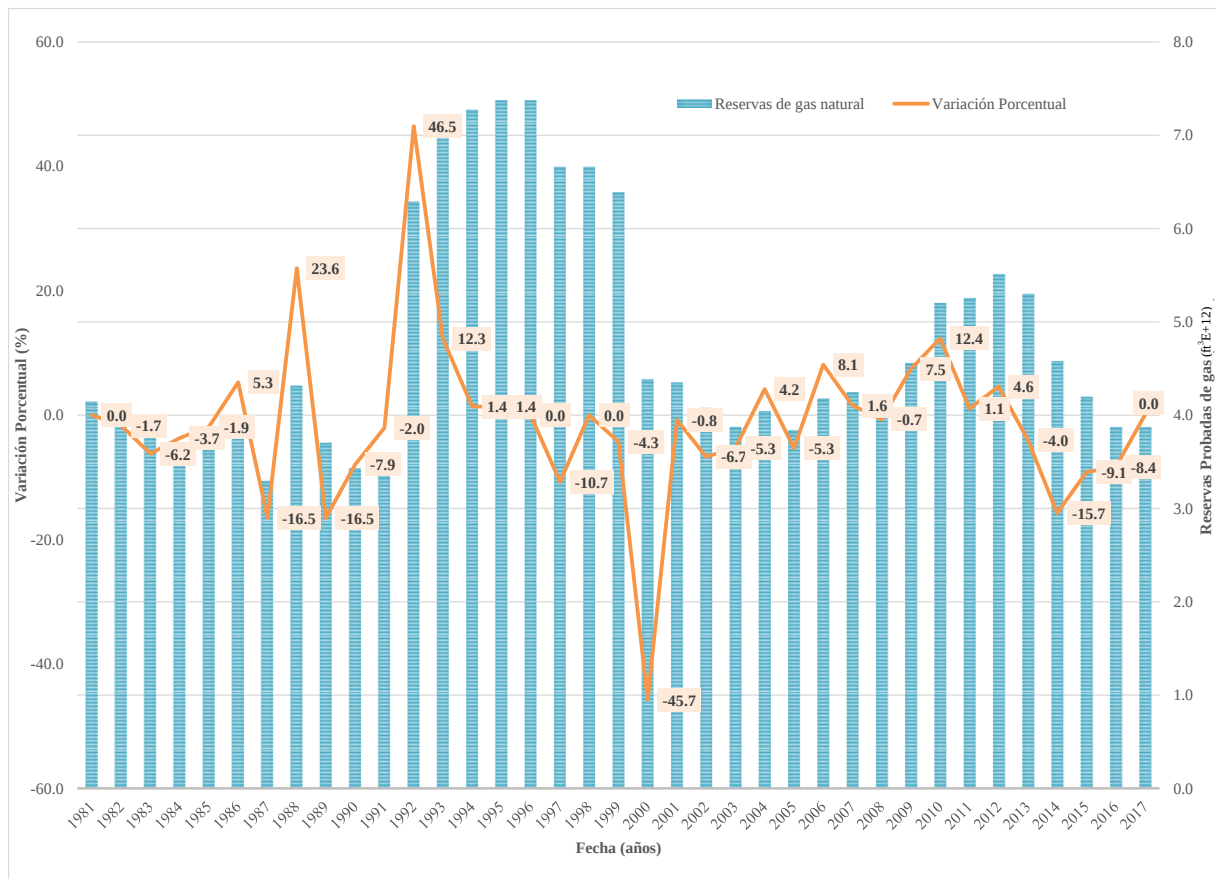


Figura 13. Evolución reservas de gas natural 1981-2017. Modificado de (BP, 2018).

3.4. Abastecimiento de gas natural en Colombia

En la **Figura 14** se presenta la curva de producción de las reservas desde el año 2011 hasta el 2017, esta curva corresponde con las reportadas por las empresas operadoras a la ANH y en su defecto, a las evidenciadas por BP en su reporte anual de volúmenes, certificados al 31 de diciembre de 2017. Se observa entonces un declive en la producción, concatenado con una reducción de reservas probadas. Asimismo, en la **Figura 15**, se presenta una relación por año entre las reservas de gas natural y la producción anual del mismo, representada mediante el abastecimiento en años. De esta forma, se visualiza el panorama nacional represado en un futuro desabastecimiento de gas, proyectado aproximadamente a 11 años (desde el año 2017), sin contemplar la generación de nuevas reservas y/o estrategias para mitigar tal escenario.

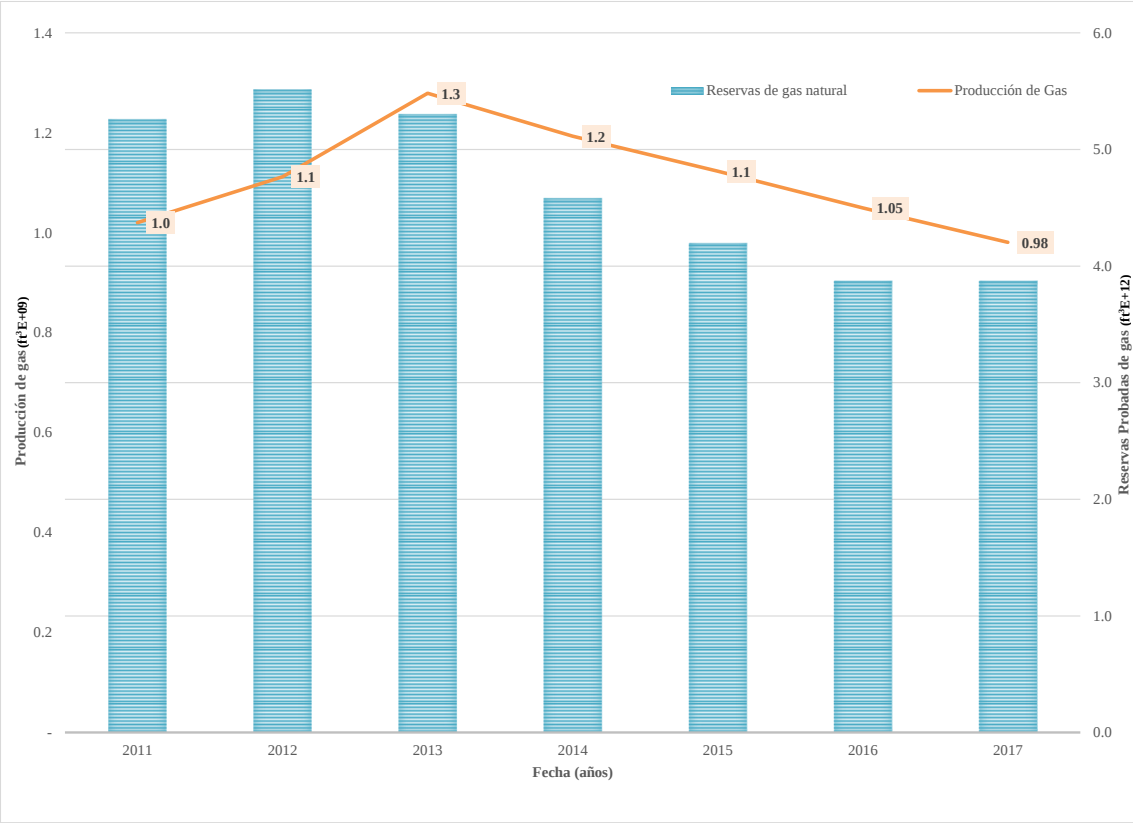


Figura 14. Producción de gas natural 2011-2017. Modificado de (BP , 2018).

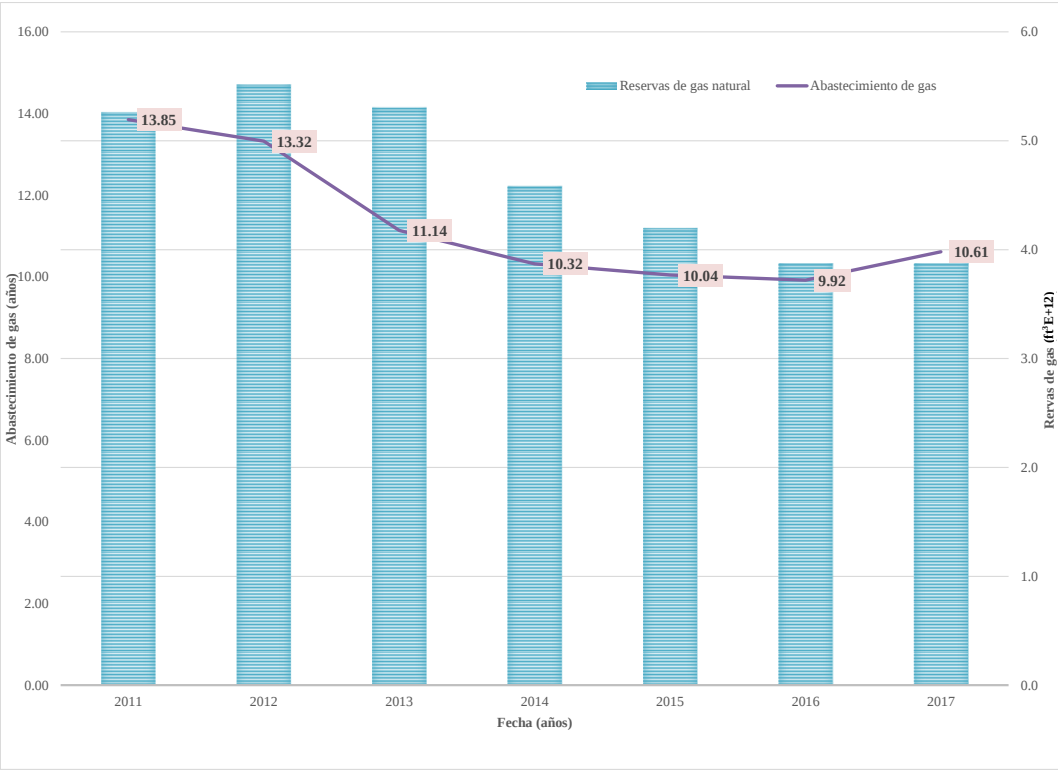


Figura 15. Abastecimiento de gas natural en Colombia.

En cuanto a la producción nacional es notoria la disminución, es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1199 GBTUD, siendo la mayor producción diaria realizada en la última década, en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 3.8% lo que significó niveles de 1153 GBTUD; en tanto en el 2015 la disminución fue del 6.5% significando una producción promedio de 1078 GBTUD; en el año 2016 la situación no fue diferente y la producción diaria disminuyó en un 4.7% a 1027 GBTUD y en el 2017, con valores de 955 GBTUD. Actualmente, el principal aporte de gas proviene de las Cuenca Llanos Orientales, Guajira y Valle inferior del Magdalena, las tres alcanzan una participación máxima del 67% aproximadamente, con 36%, 20% y 11% respectivamente, las demás cuencas sedimentarias mantienen una participación en promedio del 5% anual. El 28% restante lo aportan las importaciones de Ecopetrol y de Petromil desde Venezuela (UPME, 2017). La participación de cada cuenca va disminuyendo en el tiempo, dada la declinación natural de los campos, principalmente de los campos Chuchupa, y Ballena de la cuenca Guajira y Cusiana y Cupiagua de los Llanos Orientales (ver **Figura 16**).

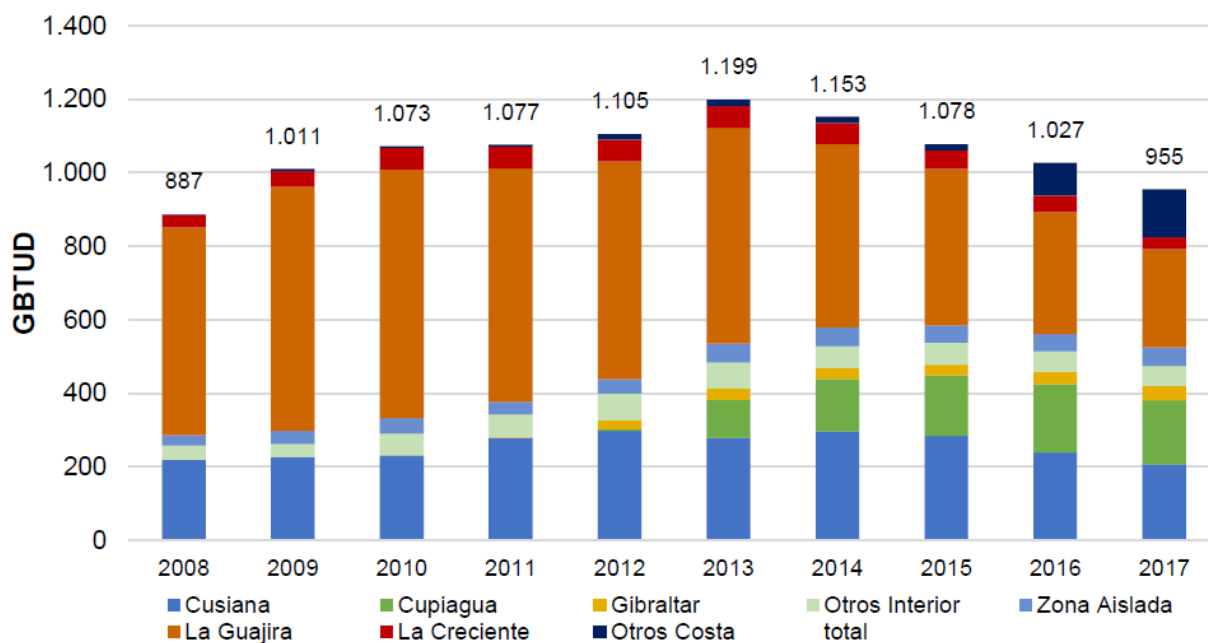


Figura 16. Producción nacional. Tomado de (UPME, 2017).

En la **Tabla 4**, se efectúa una síntesis de los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que aportan gas natural a la oferta nacional conforme con las Resoluciones 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017.

Tabla 4.

Síntesis de los campos que contribuyen a las reservas de gas natural en Colombia. Modificado de (BP , 2018) & (UPME, 2017).

CUENCA	CAMPO	Producción de gas E+09 ft3	% Producción	Reservas en el país		
				Probadas	Probables	Posibles
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú	-	-	0.9%	1.0%	1.0%
Cesar Rancheria	La loma	-	-	0.0%	4.9%	16.7%
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua	0.032	3%	3.9%	8.2%	12.9%
Guajira	Ballena, Chuchupa, Cardon IV - Ven. Imp. Petromil, Imp ECP/Ballena.	0.244	25%	21.4%	0.0%	0.0%
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro Sur, Cupiagua, Cusiana, Cusiana Norte, Floreña, Kananaskis, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte	0.344	35%	58.5%	39.0%	11.4%
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Arjona, Bonga, Bullerengue, Clarinete, El Dificil, La Creciente, Mamey, Nelson Ciénada de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Oboe, Palmer, Pedernalito, Trambón, Planta Regasificación de Cartagena.	0.333	34%	10.3%	30.0%	41.6%
Valle Medio del Magdalena	Bonanza Incremental, Caramelo, Compae, Corazón, Corazón West, Gala, La Cira Infantas, La Salina, Liebre, Lisama, Lisama Norte, Lisama Profundo, Llanito, Nutria, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Tesoro, Toposí, Toqui-Toqui, Yarigui Cantagallo.	0.024	2%	4.0%	15.4%	14.3%
Valle Superior del Magdalena	Cañada N., Dina Terciario, La Hocha, Mana, Río Opía, Santa Clara	0.004	0.4%	1.0%	1.5%	2.1%
		0.981	100%	100%	100%	100%

3.5. Proyección de Demanda Nacional de Gas Natural

Con el fin de analizar la proyección de la demanda energética la UPME en el año 2017 realizó un estudio probabilístico usando una metodología de Vectores de Corrección del Error, tomando diversas consideraciones, como el análisis de siete sectores de consumo, la agrupación de los departamentos en siete regiones, la incorporación de escenarios alto y bajo definidos por una banda de confianza al 95% para todos los sectores, con excepción del termoeléctrico, entre otros.

A continuación, en la **Figura 17**, se presentan los tres escenarios determinísticos de demanda nacional de gas natural. Se puede observar que para el año 2031 se proyecta un

crecimiento hasta 1400 GBTUD, asumiendo una disminución proyectada en el consumo de sectores como el industrial y el termoeléctrico.

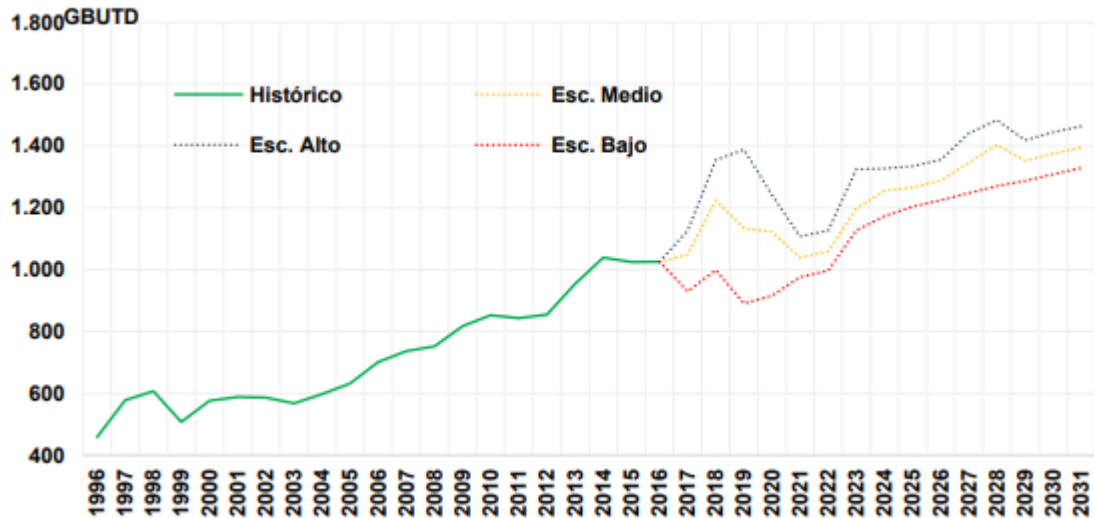


Figura 17. Proyección de demanda de gas natural nacional. Tomado de (UPME, 2017)

En la **Figura 18**, es posible observar que los principales cambios de tendencia están marcados por los proyectos de los sectores termoeléctricos y petroleros. Por otro lado, en la **Figura 19** se puede detallar que las regiones que presentan mayores variaciones son: La Costa y la del Centro, al correlacionarlos es posible darse cuenta que estas zonas corresponden a los lugares donde se encuentran ubicados los mayores consumidores y los potenciales demandantes de gas natural.

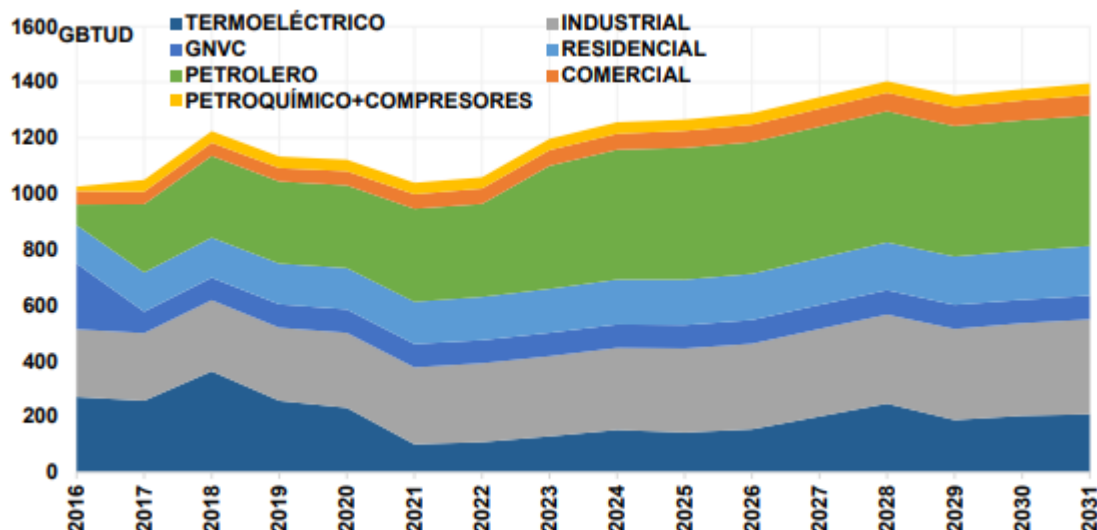


Figura 18. Proyección de demanda de gas natural por sectores. Tomado de (UPME, 2017)

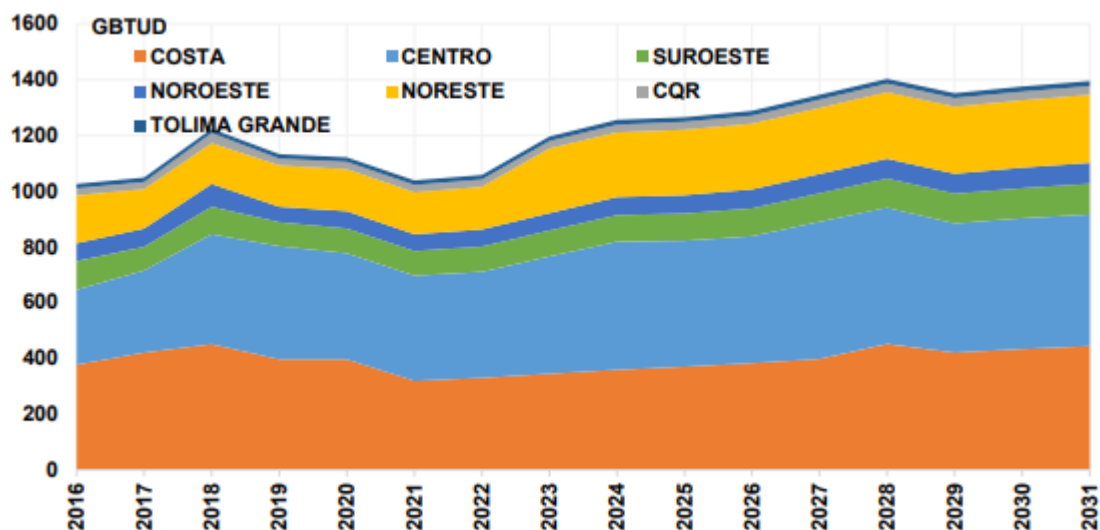


Figura 19. Proyección de demanda de gas natural por regiones. Tomado de (UPME, 2017).

En la **Figura 20**, se presenta la curva de producción de las reservas nacionales para los próximos años, esta curva no incluye la incorporación de reservas nuevas dado que estas cifras corresponden con las reportadas por las empresas operadoras a la ANH y expresa los volúmenes que esperan producir de las reservas certificadas a 31 de diciembre de 2017. Con esto y manteniendo la producción de gas natural en el total producido en el año 2017, se estima una relación reservas producción de gas a 2019 de 8.8 años, valor que se reduce a 4.8 años en 2023 y a un año en 2027.

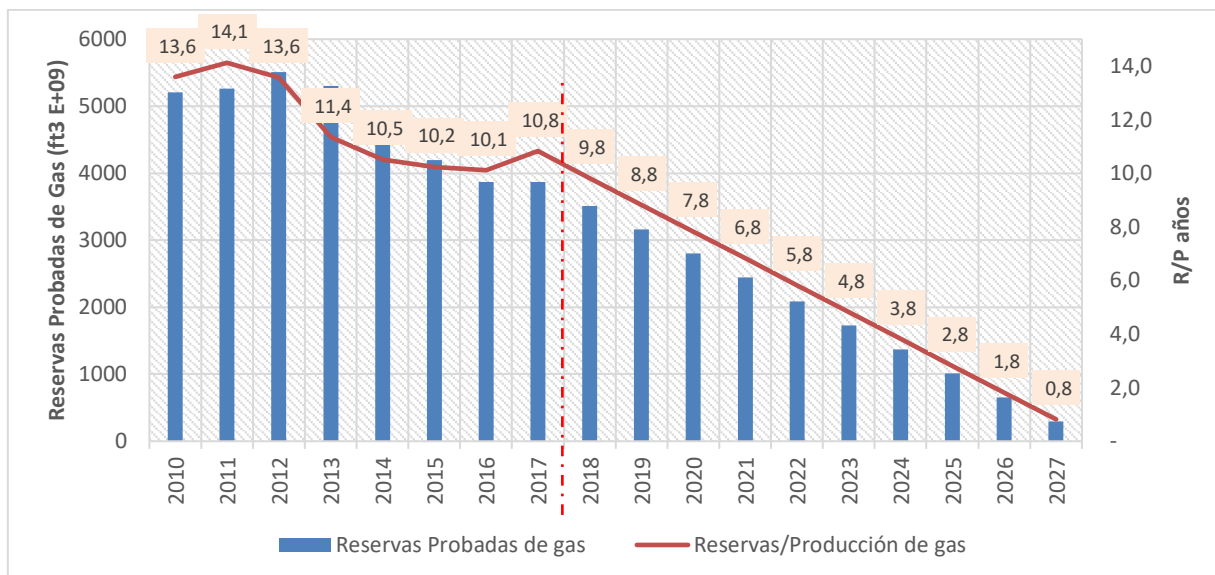


Figura 20. Curva de Producción de reservas probadas de gas natural. Modificado de (BP , 2018)

Finalmente, es necesario recalcar que la participación del sector petrolero en el desarrollo del país resalta la importancia de contar con los insumos, entre ellos el gas natural, para conseguir mayores ingresos; una razón más para añadir a la importancia de los hidratos de gas como recurso energético. Por lo anterior, este proyecto propone considerar el potencial de gas natural asociado a los hidratos de gas, y exponer escenarios que permitan analizar la importancia de este tipo de recursos no convencionales como fuente de energía a mediano y largo plazo.

4. Predicción del abastecimiento de gas natural en Colombia

4.1. Sinopsis

Este último capítulo tiene como objetivo mostrar al lector la importancia que puede llegar a tener el desarrollo de los hidratos de gas en Colombia, mediante una simulación de Monte Carlo del tiempo de abastecimiento de gas natural del país, tomando en cuenta los recursos que se han estimado hasta el momento de NGH, usando como referencia los comportamientos del consumo y de las reservas de gas natural tratados en capítulos pasados.

Las variables por tomar en cuenta para el modelo son explicadas, así como la función probabilística utilizada, y los resultados son expresados en forma de gráficas y tablas con el fin de facilitar su análisis.

4.2. Simulación de Monte Carlo

Tomando como base las estimaciones realizadas por la ANH de los volúmenes de gas acumulados en los hidratos de las cuencas offshore colombianas, así como las previsiones de consumo de gas natural en Colombia para los próximos 8 años, y las predicciones de reservas probadas de gas convencional, se realizó una simulación estadística de Monte Carlo, mediante la herramienta Crystal Ball del software Excel, con el fin de hacer una estimación de los años de abastecimiento de gas en el país, cuyos resultados pueden ser observados en la **Figura 21**. Además, se tomó como caso base un estimado de 64.97 años, correspondiente a la cantidad de años de abastecimiento del país usando el volumen de hidratos más probable (i.e. 19.04 Tft3), y asumiendo que la razón entre las reservas convencionales (i.e. 3.9 Tft3) y el consumo de gas (i.e. 0.3531 Tft3) en el país se mantuvieran constantes.

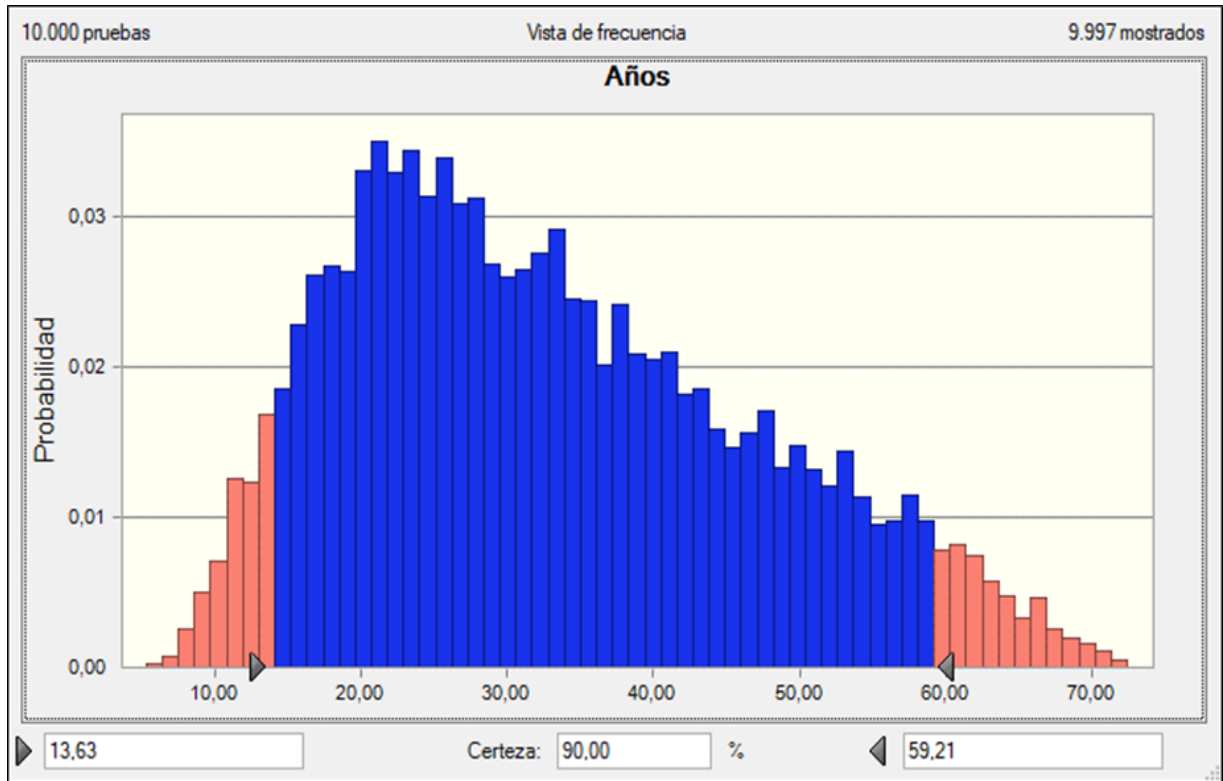


Figura 21. Estimación tiempo de abastecimiento de gas natural. Distribución triangular.

Puesto que solo se conocen los límites máximos y mínimos así como el valor más probable de las distribuciones de volúmenes de hidratos, el consumo de gas y las reservas probadas, se optó por usar una distribución estadística de tipo triangular, ya que este modelo proporciona una buena aproximación en casos donde no hay información estadística adicional disponible (Olivares, et al., 2009). Asimismo, por el tipo de información a simular, se requiere implementar este tipo de distribución estadística, debido a que la probabilidad de ocurrencia en los percentiles debe ser variable, siendo los valores cercanos a la media del universo muestreado, aquellos con mayor probabilidad de ocurrencia, evitando la asignación de un peso similar para cada probabilidad, como sería el caso de una distribución uniforme (ver **Figura 22**). En la **Figura 22**, se visualiza un análisis de las variables desarrollado mediante una distribución uniforme, siendo una percepción no adecuada para el estudio de la autosuficiencia de gas con los depósitos de hidratos, observándose en gran medida que, en los extremos de la gráfica por la naturaleza de las variables, se tiende a extrapolarse un comportamiento disímil,

reafirmando la implementación de una distribución de tipo triangular. De lo anterior, se infiere que, se debe implementar una simulación de tipo triangular, por lo cual, al referirse en los subsiguientes análisis a simulaciones, se entenderá que son del tipo triangular. En la **Figura 23**, se evidencia el comportamiento de las variables de entrada de la simulación de tipo triangular, de lo cual, se concluye que: En la primera gráfica (a) se observa que los datos de entrada de reservas convencionales de gas son muy simétricos (i.e. sin sesgo) y están bastante acumulados alrededor de la zona central (i.e. leptocúrticos), además de encontrarse ubicados en torno a la media. De manera similar, sucede en la segunda gráfica (b) con los datos de entrada correspondientes a las predicciones de consumo de gas, aunque se diferencian en la presencia de un leve sesgo negativo (i.e. hacia la parte derecha de la media). No obstante, en la última gráfica (c) correspondiente a los volúmenes de hidratos de gas, se puede apreciar una mayor incertidumbre, dado que la distribución de los valores está fuertemente sesgada hacia la izquierda y la desviación estándar es bastante significativa (i.e. 18.99), afectando en gran medida los resultados conseguidos. En la **Tabla 5**, se aprecian en mayor detalle los parámetros estadísticos asociados a las variables de entrada.

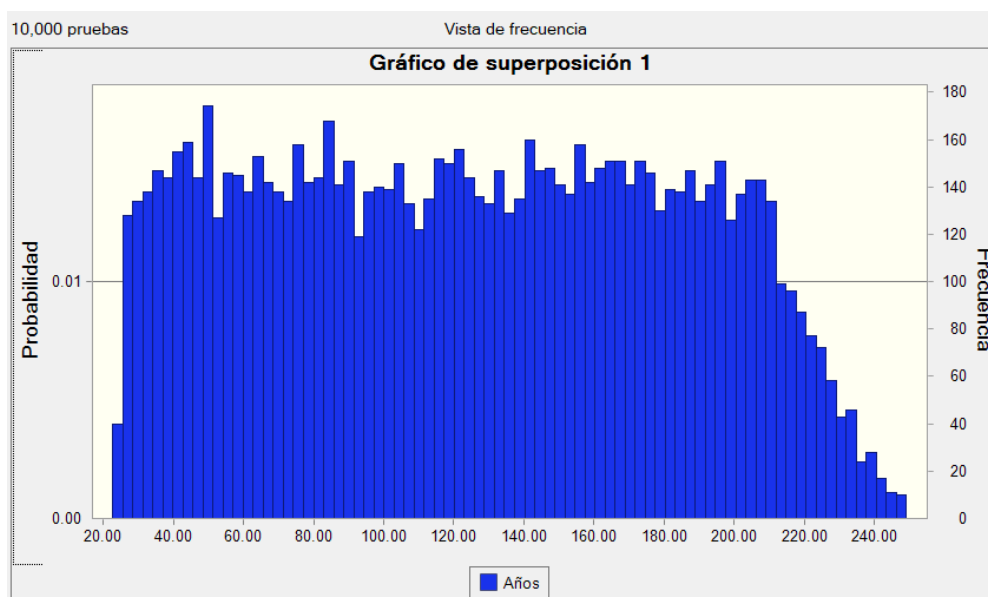


Figura 22. Estimación tiempo de abastecimiento de gas natural. Distribución Uniforme.

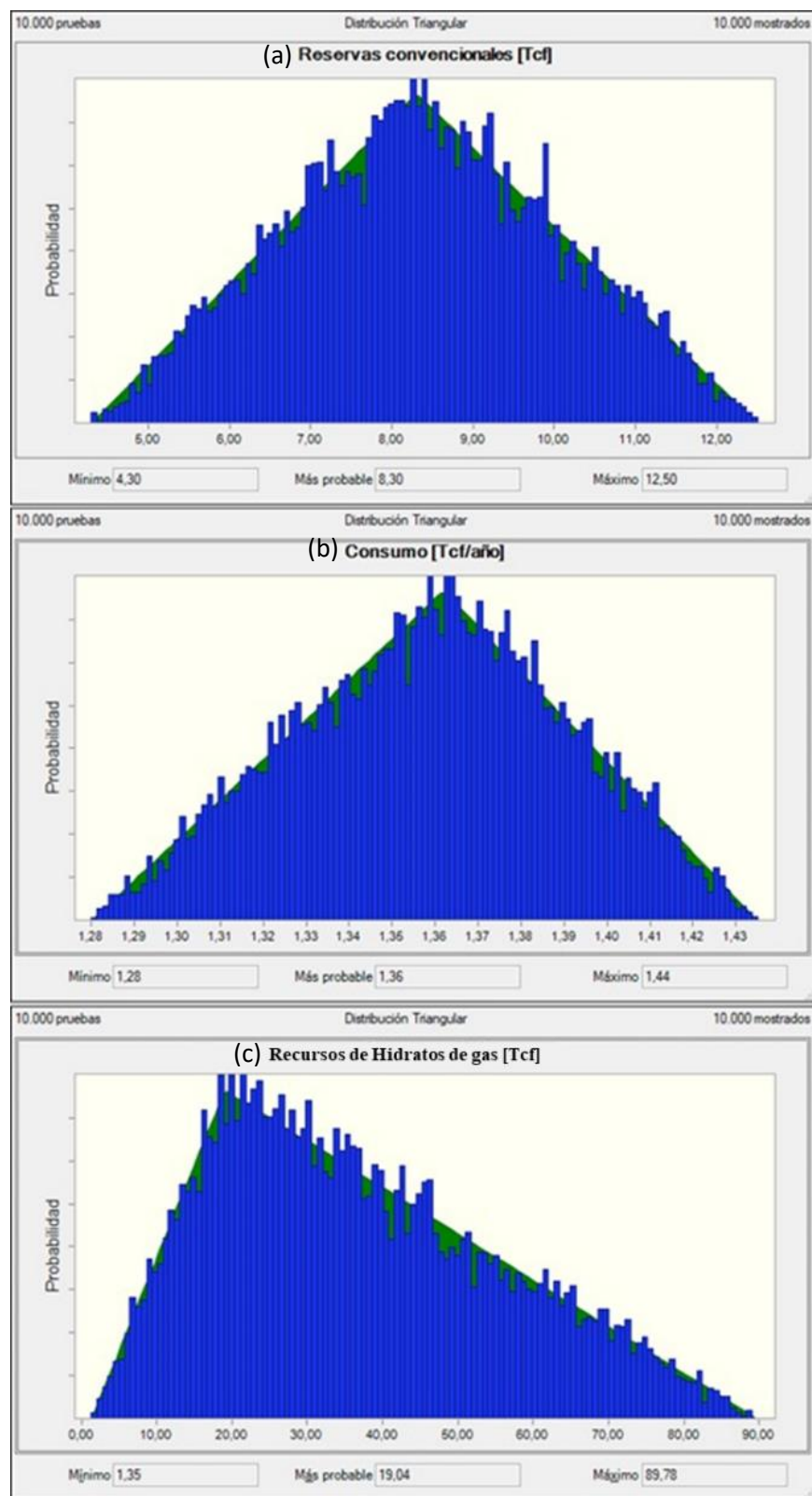


Figura 23. Comportamiento de las variables de entrada. De arriba hacia abajo: (a) Reservas convencionales, (b) Consumo, (c) Recursos de hidratos de gas.

Tabla 5.*Parámetros estadísticos asociados a variables de entrada. Simulación Monte Carlo*

	Suposición: Consumo [Tcf/año]	Suposición: Recursos [Tcf]	Suposición: Reservas convencionales [Tcf]
Estadística	Valores de suposición	Valores de suposición	Valores de suposición
Pruebas	10,000	10,000	10,000
Caso base	0.35	19.04	3.9
Media	1.36	36.58	8.37
Mediana	1.36	33.63	8.35
Desviación estándar	0.03	18.99	1.66
Varianza	0	360.54	2.75
Sesgo	-0.0759	0.4989	0.0462
Curtosis	2.39	2.42	2.39
Coefficiente de variación	0.0231	0.519	0.1981
Mínimo	1.28	1.72	4.31
Máximo	1.43	88.98	12.48
Error estándar medio	0	0.19	0.02

Ahora bien, la simulación de tipo triangular constó de diez mil corridas aleatorias en las cuales se calcularon los años de abastecimiento de gas, obteniéndose al finalizar una media de 33.1 años y una desviación estándar relativamente alta de 14.05 años, lo cual determina que los valores de entrada no están muy agrupados alrededor de la media. Por otra parte, se obtuvo una curtosis positiva indicando que existe un alto grado de concentración de estos valores sobre la región central de la distribución (i.e. leptocúrtica), y un sesgo positivo que indica cierta asimetría en la distribución hacia la izquierda de la media. Para mayor claridad en la **Tabla 6** se puede observar un resumen de los resultados estadísticos.

Tabla 6.
Variables Estadísticas Simulación Monte Carlo

Previsión: Años	
Estadística	Valores de previsión
Pruebas	10000
Caso base	64.97
Media	33.1
Mediana	30.91
Desviación estándar	14.05
Varianza	197.34
Sesgo	0.5003
Curtosis	2.44
Coefficiente de variación	0.4245
Mínimo	5.3
Máximo	73.33
Error estándar medio	0.14

Como resultado de la simulación Monte Carlo, se plantearon tres escenarios, tomando como base los percentiles p10, p50 y p90, con el fin de facilitar su análisis (ver **Tabla 7**). El primer escenario, o escenario pesimista, asume un volumen de hidratos de gas mínimo con el cual se obtendría un abastecimiento de 16.39 años; un escenario más probable con un volumen de hidratos correspondiente a un abastecimiento de 30.91 años; y un escenario optimista, que asume un volumen de hidratos máximo que implica un abastecimiento de gas de hasta 53.93 años. De cualquier forma, se puede observar que en cualquiera de los casos la suficiencia de gas de la nación se mejora considerablemente en comparación con los 11 años aproximados que se tienen estimados con las reservas convencionales, lo cual indica la gran importancia que pueden llegar a tener estos recursos si logran ser explotados.

Tabla 7.
Percentiles Simulación Monte Carlo

Previsión: Años	
Percentil	Valores de previsión
P100	5.3
P90	16.39
P80	20.33
P70	23.58
P60	26.98
P50	30.91
P40	35
P30	39.96
P20	46.15
P10	53.93
P0	73.33

5. Conclusiones

- Dado el declive actual en la tasa de crecimiento de reservas probadas mundiales de 3.5% en conjunto con el incremento en el consumo de gas de 2.9%, diversos países alrededor del mundo han aceptado a los hidratos de gas como una posible fuente energética alternativa. Sus volúmenes actuales se estiman entre $1.09 \text{ E}+17$ y $2.69 \text{ E}+20 \text{ ft}^3$; y de los países más interesados en la investigación de este recurso: Estados Unidos, Canadá, China, India, Japón; solo este último ha logrado el desarrollo de pilotos para su explotación, en aras de suplir su actual déficit en abastecimiento de gas, convirtiendo a los hidratos en una atractiva fuente (i.e. recurso estimado de $1.6 \text{ E}+14 \text{ ft}^3$).
- En la revisión bibliográfica realizada se pudo evidenciar que diversos autores han llevado a cabo estudios con el fin de determinar la estimación del país con respecto al gas asociado a hidratos, entre los que destacan Guzmán, Vásquez y Vargas. Los dos primeros se enfocaron en calcular los volúmenes mediante procedimientos determinísticos, sin tomar en cuenta variables petrofísicas o geológicas, razón por la cual obtuvieron sobreestimaciones (i.e. 2280% y 7880% respectivamente) en comparación con los volúmenes calculados por el último, quien realizó un estudio de mayor detalle teniendo en cuenta estas variables. De este trabajo se observó que las cuencas más sugestivas (percentil 50) fueron: la cuenca costa afuera del Chocó (i.e. 11.79 Tft^3), seguida de la cuenca marina Guajira (i.e. 3.08 Tft^3) y la cuenca costa afuera del Sinú (i.e. 1.45 Tft^3).
- Se efectuó un análisis jerárquico respecto a las provisiones de gas en Colombia, identificando las principales cuencas contributivas: Cuenca llanos orientales (i.e. 36%), Guajira (i.e. 20%) y VIM (i.e. 11%). Se presentó una curva de producción de las reservas nacionales para los próximos años, considerando la no incorporación de reservas nuevas

y una razón de cambio constante entre la reservas-producción desde el año 2017, permitiendo estimar una relación de reservas producción de gas a 2019 de 8.8 años, valor que se reduce a 4.8 años en 2023 y a un año en 2027, siendo los sectores termoeléctricos y petroleros los de mayor consumo (i.e. entre 100-200 GBTUD).

- En el presente estudio se desarrolló un análisis probabilístico mediante el uso metódico de Monte Carlo de tipo triangular, considerando los límites máximos y mínimos así como el valor más probable de las distribuciones de volúmenes de hidratos, el consumo de gas y las reservas probadas, lo cual, permitió establecer escenarios de estimación de volúmenes de gas, con el fin de, comprobar la influencia que podrían llegar a tener los hidratos de gas en el panorama energético nacional, si estos llegan a ser desarrollados, siendo el escenario más probable de la simulación, un abastecimiento de gas de hasta 31 años, en comparación con las reservas de gas actuales de tan solo 8 años.

6. Recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos en la presente investigación se realizan las siguientes recomendaciones:

- Establecer un estudio técnico-financiero basado en los escenarios probabilísticos determinados en esta investigación. respecto al potencial de abastecimiento de gas que proveen los hidratos, con el fin, de determinar su viabilidad.
- Conformar un plan de desarrollo de explotación de hidratos de gas, que focalice su extracción acorde a la normatividad ambiental colombiana.
- Actualizar las variables asumidas para el estudio probabilístico efectuado, en la medida que se den a conocer mejores estimaciones de los volúmenes de hidratos de gas en Colombia.
- Incluir dentro del estudio de Monte Carlo, variables asociadas a la factibilidad técnico-económica de la explotación y producción de los hidratos de gas, para robustecer el modelo generado.

Referencias

- Amit, A., Swaranjit, S. & Chandrajit, B., 2014. *Natural Gas Hydrate as an Upcoming Resource of Energy*. s.l.:Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology.
- ANH, 2016. *RESERVAS PROBADAS 1P DE GAS POR DEPARTAMENTO*. s.l.:Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- BP, 2018. *BP Statistical Review of World Energy June 2018*. BP Statistical Review of World Energy ed. s.l.:s.n.
- Bybee, K., 2004. *Natural Gas Technology/Monetization: Overview of The Mallik Gas-Hydrate Production Research Well*. Journal of Petroleum Technology, 53-54. ed. s.l.:s.n.
- Canacol Energy, 2018. *Canacol Energy Ltd. Anuncia un Incremento de 21% en sus Reservas 2P Hasta 102.5 MMBOE, con un Valor de US\$ 1.6B Antes de Impuestos, Costo de Descubrimiento y Desarrollo ("F&D") de \$0.63/MCF, y un Índice de Vida de Reservas 2P de 16 Años*. [Online] Available at: http://www.canacolenergy.co/i/pdf/nr-esp/2018-03-05_NR-ES.pdf [Accessed 10 08 2019].
- Chong, Z. et al., 2016. *Review of Natural Gas Hydrates as An Energy Resource: Prospects and Challenges*. Applied Energy, 1633-1652. ed. s.l.:s.n.
- Collet, T., 2002. *Energy resource potential of natural gas hydrates*. American Association of Petroleum Geologists' Bulletin, 86(11), 1971-1992. ed. s.l.:s.n.
- Collett, T. S., 1995. Gas hydrate resources of the United States. *U.S. Geological Survey*.
- Council of Canadian Academies, 2008. *Energy from gas hydrates: assessing the opportunities and challenges for Canada*, s.l.: s.n.
- Dinero, 2018. *Revista Dinero*. [Online] Available at: <https://www.dinero.com/empresas/articulo/canacol-energy-confirma-descubrimiento-de-gas-natural-2018/254150> [Accessed 22 04 2019].
- Finley, P., Krason, J. & Dominic, K., 1987. *Evidence for natural gas hydrate occurrences in Colombia Basin*. s.l.:s.n.
- Guzmán, R., 2008. *Evaluation of potential of unconventional energy resources in Colombia*. Arthur D. Little Inc, Agencia Nacional de Hidrocarburos ed. s.l.:s.n.
- Kvenvolden, K., 1982. *Occurrence and origin of marine gas hydrates*. Proc. 4th Can. Permafrost Conf ed. s.l.:s.n.
- Kvenvolden, K., 1995. review of the geochemistry of methane in natural gas hydrates. *Organic Geochemistry*, pp. 997-1008.
- Lee, S. Y. & Holder, G. D., 2001. Methane Hydrates Potential as A Future Energy Source. *Fuel Process Technology*, pp. 181-186.

- Lin, T. S., 2011. *Taiwan southwest waters emerging energy – gas hydrate resources survey and evaluation: seismic and geothermal survey*, s.l.: Central Geological Survey MOEA.
- Olivares, J., Elal, D., Gomez, H. & Bolfarine, H., 2009. Una reparametrización de la distribución triangular basada en las distribuciones skew-simétricas. *Revista Colombiana de Estadística*, 32(1), pp. 145-156.
- Pant, H. & Gujarat, G., 2010. Gas Hydrate: Challenges to crack and Opportunities awaiting. *8th biannual International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*.
- Popescu, I. et al., 2006. Multiple bottom-simulating reflections in the Black Sea: potential proxies of past climate conditions.. *Marine Geology*, pp. 163-176.
- Sahay, V. & Johnson, A., 2014. Gas Hydrate Deposits of Krishna Godavari Basin India: Issues and Potentiality in Exploration and Commercial Production. *Offshore Technology Conference*.
- Satoh, M., Maekawa, T. & Okuda, Y., 1996. Estimation of amount of methane and resources of natural gas hydrates in the world and around Japan. *The Journal of the Geological Society of Japan*, pp. 959-971.
- Takahashi, H. & Tsuji, Y., 2005. *Offshore Japan - Conclusion - Japan Drills, Logs Gas Hydrate Wells in The Nankai Trough*.. Oil Gas Journal, 37-42. ed. s.l.:s.n.
- UPME, 2017. *Balance de gas natural*. s.l.:Ministerio de Minas y Energia.
- Vargas, C., 2012. *Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia*. Earth Sciences Research Journal ed. s.l.:s.n.
- Vasquez, H., 1996. Hidratos de Gas. *Revista Universidad Eafit*, pp. 87-96.
- Wang, L. & et al, 2017. *A Review on Gas Hydrate Developments Propped by Worldwide National Projects*.. Geology in China, pp. 439-448. ed. s.l.:s.n.
- Weng, T. W., Lo, S. C., Huang, J. H. & Li, C. F., 2013. The general situation of the distributionand potential volume of gas hydrate in the south China. *Min Metall*, pp. 56-70.