



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ANÁLISIS Y SOLUCIONES PARA LA  
REGASIFICACIÓN EN MÉXICO**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A:**

**FERNANDO TREMARI ROMERO**



**DIRECTOR DE TESIS:  
MTRO. ULISES NERI FLORES  
2015**

## Agradecimientos

Tengo que agradecer primeramente a mi madre y a mi hermana que constituyen una parte fundamental en mi vida. Carmen Alicia Romero Macias eres la mejor madre y espero ser certero con las cuatro palabras con las que emito mi juicio; Hilda Beatriz Tremari Romero, siempre a mi lado en la buenas y en las no tan buenas. Reconocimiento para mi padre, Fernando Tremari Morgado†, que rebasando las barreras del destino ha colaborado a la conclusión de éste proceso universitario.

Debo también un agradecimiento a mis amigos y algunos compañeros. A mis amigos especialmente, ya que siendo pocos, estuvieron para mí durante mi estancia universitaria apoyándome y haciéndome más competente en el ámbito profesional.

Por último y no menos importante, debo mis respetos al personal docente y a las instituciones. Al profesorado calificado que motivados por el amor a la profesión y a la ciencia ayudan a aquel alumnado que tiene deseos de superarse. A la Universidad Nacional Autónoma de México al igual que a la Facultad de Ingeniería, les estoy infinitamente agradecido por formar parte de ellas y por haberme formado como ingeniero. A la compañía Schlumberger por haberme dado la oportunidad de demostrar mis capacidades como profesional.

# Índice

Introducción .....	1
Capítulo 1.- Análisis del Contexto Internacional y Nacional .....	3
1.1 Diagrama de Decisión.....	3
1.2 Análisis del Contexto Internacional.....	4
<i>Transporte Internacional de gas vía ducto.....</i>	<i>9</i>
<i>Transporte Internacional de gas vía embarcación .....</i>	<i>10</i>
1.3 Análisis del Contexto Nacional .....	10
1.4 Resumen Cualitativo de Indicadores.....	15
Capítulo 2.- Elementos Técnicos .....	16
2.1 Compuestos Hidrocarburos.....	16
2.2 Composición del Gas Natural .....	16
2.3 Propiedades Físico Químicas de los Principales Componentes del Gas Natural.....	18
2.3.1 Metano .....	18
2.3.2 Etano .....	18
2.3.3 Propano .....	19
2.3.4 Butano .....	19
2.3.5 Vapor de Agua .....	20
2.3.6 Dióxido de Carbono.....	20
2.3.7 Nitrógeno .....	21
2.3.8 Helio .....	21
2.3.9 Ácido Sulhídrico.....	22
2.4 Ciclo de Refrigeración.....	22
2.4.1 Trazo del ciclo de refrigeración (Diagrama de Molliere).....	23
2.5 Proyecto LNG: Estableciendo vínculos .....	26
2.5.1 Exploración y Producción .....	26
2.5.2 Recolección y Tratamiento.....	27
2.5.3 Licuefacción y Almacenamiento.....	27
2.5.4 Transporte vía Embarcación.....	28
2.5.5 Regasificación y Distribución.....	28
2.5.6 Integrando la Cadena de Valor.....	28
2.6 Definiciones y Abreviaturas.....	30
2.6.1 Unidades Base SI y homólogas del Sistema Inglés .....	30

2.6.2 Unidades Térmicas y de Energía .....	32
2.6.3 Clasificación de Recursos .....	33
2.6.4 Indicadores Económicos.....	35
Capítulo 3.- Procesos de Regasificación .....	36
3.1 Recolección de gas .....	37
3.2 Tratamiento de gas recolectado .....	37
3.3 Recuperación de Gas Licuado de Petróleo (GLP) .....	38
3.4 Recuperación de condensados (y separación de gas rectificado) .....	38
3.5 Licuefacción.....	38
3.6 Almacenamiento (terminal de carga) .....	41
3.7 Transporte, Carga y Descarga .....	41
3.8 Almacenamiento (terminal de descarga).....	43
3.9 Regasificación.....	47
3.10 Distribución .....	49
3.10.1 Comparativo México-E.U.A. ....	49
Capítulo 4.- Análisis y Soluciones .....	53
4.1 Panorama Mundial y Visión del Mercado Global del Gas Natural.....	53
4.1.1 El Mercado Interno.....	53
4.2 El Potencial “Mexican Hub” (Central de Gas Mexicano).....	56
4.3 Escenarios Potenciales y Evaluación Económica.....	57
4.3.1 Análisis de Riesgo y Sensibilidad. ....	74
4.3.2 Justificación de las localizaciones propuestas y supuestas.....	88
Capítulo 5.- Conclusiones y Recomendaciones.....	89
5.1 Conclusiones.....	89
5.2 Recomendaciones .....	89
Referencias.....	91

# Análisis y Soluciones de la Situación Actual para la Regasificación en México

---

## Introducción

Es sabido que en México el abastecimiento de gas es complicado desde el punto de vista técnico, económico y operativo, entre otras cosas debido a la escasez de proyectos que incentiven la producción de gas aunado al precario sistema de distribución que se tiene en el país.

Para 2025 la demanda de gas en México será superior a los 12,000 mmpcd mientras que la producción actual es cercana a los 6,000 mmpcd. De no incrementarse la producción, la brecha puede alcanzar los 6,000 mmpcd. Hoy en día nuestro país cubre el déficit a través de importaciones, por lo que debemos encontrar alternativas para incrementar la producción, previa creación de infraestructura para transportar y distribuir el gas.

La demanda interna incluye tres importantes aplicaciones del gas:

- i. El desarrollo de la petroquímica.
- ii. Recuperación mejorada de petróleo (a través de la inyección de gas).
- iii. Generación de electricidad.

Los principales consumidores de éste bien se encuentran comprendidos dentro de los sectores petrolero (32.08% de la demanda) y eléctrico (48.76% de la demanda). Las empresas productivas del estado como PEMEX (Petróleos Mexicanos, México) que abarca el 32.08% de la demanda nacional, CFE (Comisión Federal de Electricidad, México) que ocupa el 16.92% y aparte Productores Independientes de Electricidad con el 31.84%. El resto del consumo de gas se reparte entre el sector industrial con el 17.5% y 1.65% para los sectores residencial, servicios y autotransporte (7083.76 mmpcd., cifras 2013).

Las deficiencias en la producción, el transporte y la distribución, limitan la productividad del país y del sector empresarial. Debido a lo anterior, en el presente trabajo se pretende explicar los motivos y razones de la necesidad de establecer más opciones técnicas y estrategias de ejecución para incentivar los proyectos de gas, entre otras cosas, para solventar la necesidad del país tanto en la parte industrial como en beneficios al pueblo en general.

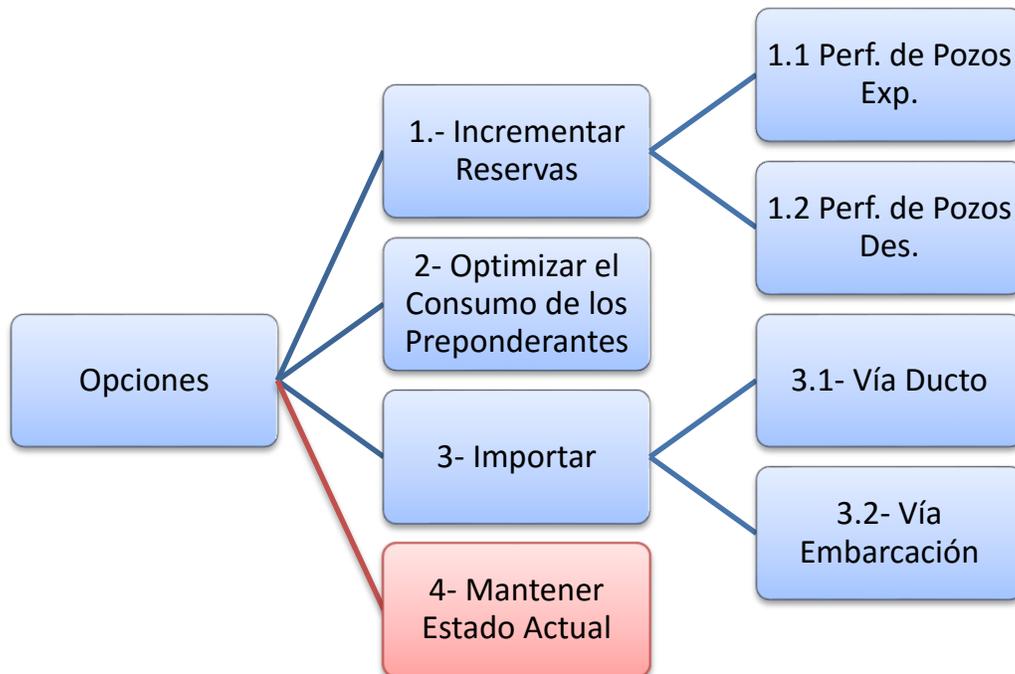
*Esta página queda en blanco de manera  
intencional.*

# Capítulo 1.- Análisis del Contexto Internacional y Nacional

## 1.1 Diagrama de Decisión.

Con motivo de solventar el déficit de gas que se tiene en México se proponen las siguientes opciones:

Figura 1.- Diagrama de Decisión.



El hecho de tomar alguna de las decisiones propuestas implica inversiones, costos, efectos benéficos (o contraproducentes) para el sector energético, entre tantas otras. Por supuesto, la opción más atractiva será la que tenga un mejor conjunto de indicadores técnicos y económicos.

Las opciones uno y tres tienen mucho mayor impacto que el que puede tener la opción dos, aunque nunca es despreciable la opción de optimización de procesos. La opción cuatro definitivamente no es un camino viable, pero se sabe que hay proyectos de infraestructura que son impostergables y por tanto el estado actual no se mantiene del todo.

## 1.2 Análisis del Contexto Internacional

Para comenzar un análisis del contexto mundial sobre la situación actual del gas es importante comenzar por hacer un diagnóstico de las reservas, la producción, el consumo y el transporte. A continuación se presenta dicho diagnóstico y se realizará uno similar para analizar la situación nacional.

Analizando el panorama mundial del gas natural, se hace un comparativo entre los reportes anuales de la OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) y de la empresa BP PLC (Otrora British Petroleum). El comparativo fue hecho con la intención de ubicar a México en el contexto internacional.

### *Reservas Internacionales de Gas*

Tabla 1.- Reservas probadas de gas (a fines del 2013)

Región	Reservas de Probadas de Gas (trn m <sup>3</sup> )		Relación Reserva/ Producción (años)	
	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014
Mundial	185.7	200.4	55.1	57.6
Norte América	11.7	11.1	13	12.4
Sur y Centro América	7.7	7.7	43.5	46
Europa y Eurasia	56.6	70.1	54.8	63.8
Medio Oriente	80.3	80	140	129.8
África	14.2	14.5	69.5	68
Asia Pacífico	15.2	16.9	31.1	34.6
Canadá	2	2.02	13.1	13
Estados Unidos	9.3	8.74	13.6	12.7
México	0.3	0.36	6.1	6.9

*Origen:* BP Statistical Review 2014, ASB OPEC 2014

De la tabla anterior se puede observar que las reservas probadas a nivel mundial se encuentran alrededor de los 190 trillones de metros cúbicos (estándar) de gas, esta cantidad de gas alcanza para satisfacer el ritmo de producción actual durante 56 años aproximadamente.

La región en donde participa México es Norte América, la cual ocupa el penúltimo lugar en cuanto a reservas a nivel mundial y el último a nivel del índice de Reserva/Producción. De estos datos se puede inferir que la región de Norte América tiene una necesidad, a corto plazo, de restituir reservas y de importar gas, debido a que su producción es alta y sus reservas sólo alcanzan a satisfacer la producción en un periodo de aproximadamente de 13 años.

El problema que padece la región es más acentuado en México, por lo tanto la importación de gas se vuelve, en primera instancia, la opción más asequible.

Tabla 2.- Tendencias de las reservas probadas respecto a años anteriores.

Región	Tendencia respecto al año anterior		Tendencia Promedio Anual [03-13]	
	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014
Mundial	0.21%	-0.35%	1.7%	1.1%
Norte América	5.40%	-6.10%	4.6%	4.3%
Sur y Centro América	0%	1.10%	1.2%	1.0%
Europa y Eurasia	0.17%	-0.11%	2.8%	0.8%
Medio Oriente	0%	-0.08%	1.0%	1.0%
África	1.40%	-0.49%	0.2%	0.4%
Asia Pacífico	0%	0.86%	1.8%	1.8%
Canadá	0%	0%	2.2%	2.3%
Estados Unidos	6.90%	-7.70%	5.5%	5.1%
México	-25%	0%	-2.8%	-1.5%

Origen: BP Statistical Review 2014, ASB OPEC 2014

Los números de la Tabla 2 muestran la dirección que han ido tomando las reservas probadas de gas durante la época reciente. En el rubro global, la tendencia es estable pero ligeramente positiva; pues se tiene un leve incremento por parte del reporte de BP y por la tendencia promedio anual que también es positiva en ambos reportes.

La región de Norte América muestra un comportamiento mixto en el primer rubro, contrastando con el segundo rubro, donde aparece como la región que de 10 años a la fecha ha mostrado el mayor crecimiento de reservas probadas de gas.

En lo que respecta a México, sólo se muestran tendencias negativas, lo que significa un retroceso en la restitución de reservas de gas; lo cual se puede traducir, en cierto desinterés para explorar y desarrollar proyectos para la explotación de gas. La tendencia no parece revertirse, ya que los últimos 10 años la tendencia promedio es negativa y se ha mantenido la cifra de reservas probadas de gas. Hay que resaltar que la relación costo beneficio que genera un proyecto de aceite contra uno de gas, vuelve incompetente a los proyectos de gas al analizar una cartera de proyectos.

## Producción Internacional de Gas

Tabla 3.- Producción de gas (billones de metros cúbicos)

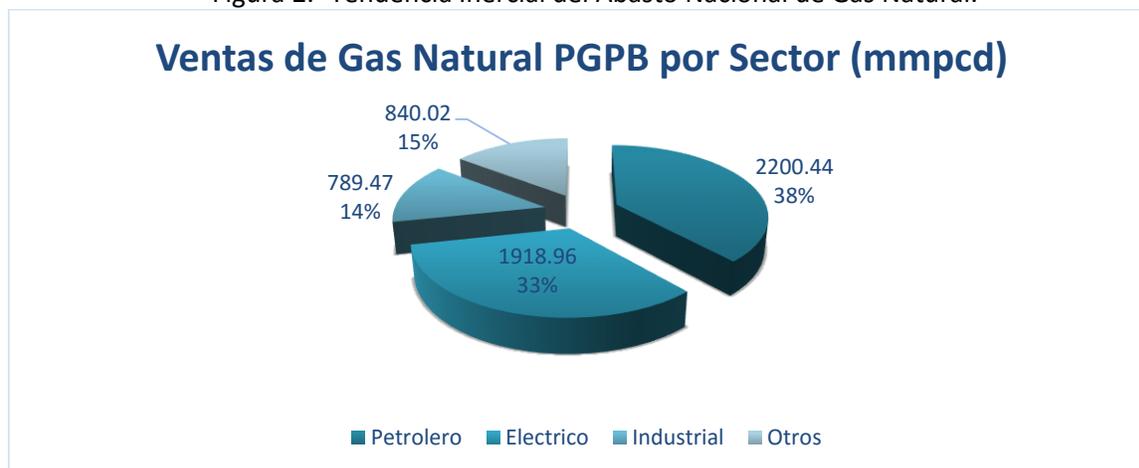
Región	Producción de Gas (bn m <sup>3</sup> )		Participación Global	
	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014
Mundial	3369.9	3480.5	100.00%	100.00%
Norte América	899.1	897.1	26.90%	25.78%
Sur y Centro América	176.4	166.7	5.20%	4.79%
Europa y Eurasia	1032.9	1098	30.60%	31.55%
Medio Oriente	568.2	617	16.80%	17.73%
África	204.3	213.3	6.00%	6.13%
Asia Pacífico	489.1	488.3	14.50%	14.03%
Canadá	154.8	155.6	4.60%	4.47%
Estados Unidos	687.6	689.1	20.60%	19.80%
México	56.6	52.4	1.70%	1.51%

Origen: BP Statistical Review 2014, ASB OPEC 2014

La producción de gas en el mundo durante 2013 rebasó los 3000 billones de metros cúbicos (estándar). La mayor parte de la producción se dio en la Región de Europa y Eurasia, seguida por la región de Norte América. Cabe mencionar que la producción de la región de Norte América se concentra en Estados Unidos con el 20% de la producción mundial.

En lo que respecta a México, se tiene una producción de 56.6 billones de metros cúbicos y de mantenerse la tendencia como en 2013, entonces la distribución de la producción nacional se reparte de la siguiente manera:

Figura 2.- Tendencia Inercial del Abasto Nacional de Gas Natural.



Origen: Base de Datos Institucional PEMEX, 2013

Cabe resaltar que la producción actual de gas en el país no satisface totalmente al consumo; por lo tanto la importación de gas se perfila nuevamente como la solución que está más a la mano.

Tabla 4.- Tendencias de la producción de gas respecto a años anteriores

Región	Tendencia respecto al año anterior		Tendencia Promedio Anual [03-13]	
	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014	BP Statistical Rev. 2014	OPEC ASB 2014
Mundial	1.10%	1.50%	2.40%	2.77%
Norte América	0.90%	0.43%	1.60%	1.70%
Sur y Centro América	1.50%	2.28%	3.90%	3.60%
Europa y Eurasia	0.70%	2.05%	0.30%	0.50%
Medio Oriente	4.50%	4.70%	7.90%	8.90%
África	-5.30%	-6.00%	3.20%	4.00%
Asia Pacífico	1.10%	1.60%	4.20%	4.30%
Canadá	-0.50%	-0.60%	-1.75%	-1.60%
Estados Unidos	1.30%	0.90%	2.40%	2.40%
México	-0.20%	-2.40%	3.10%	3.70%

Origen: BP Statistical Review 2014, ASB OPEC 2014

Al analizar las tendencias de producción de gas se puede percibir un aumento muy ligero en la producción mundial, donde todos los indicadores son positivos. La región de Norte América ha tenido un crecimiento minúsculo pero bueno y cercano a las tendencias mundiales. Ahora; lo que se puede observar en la situación nacional es que respecto al año anterior, ha tenido una ligera caída en la producción y que dentro de la región sólo Estados Unidos ha tenido un crecimiento reciente.

De diez años a la fecha México, dentro de la región de Norte América se ha mostrado como el que mayor crecimiento ha tenido en su producción, pero la inercia positiva ya no se tiene hoy en día.

## Consumo Internacional de Gas

Tablas 5.- Consumo de gas (billones de metros cúbicos)

Región	Consumo 2013	Consumo respecto a 2012	Tendencia promedio anual (03-13)	Participación Global
Mundial	3347.6	1.4%	2.5%	100%
Norte América	923.5	2.7%	1.7%	27.8%
Sur y Centro América	168.6	4.2%	4.6%	5.0%
Europa y Eurasia	1064.7	-1.4%	0.1%	31.7%
Medio Oriente	428.3	4.0%	6.3%	12.8%
África	123.3	0.6%	5.1%	3.7%
Asia Pacífico	639.2	2.2%	6.2%	19.0%
Canadá	93.1	3.5%	0.5%	3.1%
Estados Unidos	671.0	2.4%	1.5%	22.2%
México	74.5	4.2%	4.8%	2.5%

Origen: BP, Statistical Review 2014

La tabla de consumo da a entender que en el mundo es cada vez más recurrente la adquisición de gas, con un crecimiento anual del 2.5 % desde 2003 y con un 1.4% en el último año.

La región de Norte América abarca un 27% de la demanda mundial y la tendencia es creciente. Dentro de la región de Norte América, México es quien más ha crecido en demanda y en contraste no ha crecido la oferta nacional de la misma manera. Los 74.5 billones de metros cúbicos que consume México se satisfacen gracias a las importaciones y la consecuencia es un alto precio hacia los consumidores minoristas.

## Transporte Internacional de Gas

Tabla 6.-Transporte de gas alrededor del mundo (billones de metros cúbicos).

Región	Importación		Exportación		Balance	
	BP	OPEC	BP	OPEC	BP	OPEC
Mundial	1035.9	1047.2	1035.9	1057.4	0	-10.2
Norte América	134.9	135	123.4	126.4	11.5	8.6
Sur y Centro América	38.2	36.9	44	43.4	-5.8	-6.5
Europa y Ant. US	532.8	552.3	497.4	511.2	35.4	41.1
Medio Oriente	29.6	40.3	163.4	167.9	-133.8	-127.6
África	6.4	6.4	83.1	92.7	-76.7	-86.3
Asia Pacífico	294	276.3	124.4	115.7	169.6	160.6

Canadá	26.9	26.6	78.9	81.9	-52	-55.3
Estados Unidos	81.6	81.6	44.5	44.4	37.1	37.2
México	26.4	26.7	<0.05	0.01	26.4	26.7

Origen: BP Statistical Review 2014, ASB OPEC 2014 (Balance = Importación - Exportación)

Si relacionamos el dato de transporte mundial con el dato de consumo mundial se puede inferir que aproximadamente el 31% del gas que se consume en el mundo es gas que se produce en una región pero que tiene que ser transportado a otro lugar para su consumo final. De manera más explícita, se tiene que el 31% del gas que se consume en el mundo es gas de importación.

En lo que respecta a los panoramas regionales se puede inferir que si el balance arroja un resultado negativo, entonces el país o región es exportador. Aunque, cabe mencionar que en lo que corresponde a la región Europa y Antigua Unión Soviética; Europa es una región que importa gran cantidad de gas, mientras que los países que conformaban a la Unión Soviética son los países que ahora surten a esa región occidental de Europa.

El transporte de gas que arriba a México sirve para complementar la demanda de éste bien. México a pesar de ser el país que menos gas importa dentro de la región de Norte América, la importación que realiza representa cerca del 50% en comparación a la producción y por ende el 33% del consumo total del país.

#### *Transporte Internacional de gas vía ducto*

Tabla 7.- Transporte de gas vía ducto (billones de metros cúbicos).

Región	Importación 2013	Exportación 2013	Balance
Mundial	710.6	710.6	0
Norte América	123.3	123.3	0
Sur y Centro América	18.6	18.6	0
Europa	397.1	194.4	202.7
Antigua Unión Soviética	84.2	279.9	-195.7
Medio Oriente	25.1	29.3	-4.2
África	6.4	36.6	-30.2
Asia Pacífico	55.9	28.5	27.4
Canadá	25.8	78.9	-53.1
Estados Unidos	78.9	44.4	34.5
México	18.6	<0.05	18.6

Origen: BP Statistical Review 2014

El intercambio de gas vía ducto es la manera más preponderante en que la parte occidental de Europa obtiene el gas que consume y esta zona es donde se da el mayor intercambio en el mundo a través de gasoductos. Las dos regiones de América tienen un balance igual a cero; lo que significa que no existe envío significativo entre dichas regiones.

México tiene un intercambio ínfimo en su frontera sur, transportando GLP a Belice, los demás intercambios los hace por la frontera norte. Por lo tanto, Estados Unidos surte al país con 18.6 billones de metros cúbicos y existe un envío mínimo que exporta a California.

### *Transporte Internacional de gas vía embarcación*

Tabla 8.- Transporte de LNG alrededor del mundo (billones de metros cúbicos).

Región	Importación 2013	Exportación 2013	Balance
Mundial	325.3	325.3	0
Norte América	11.6	0.1	11.5
Sur y Centro América	19.6	25.4	-5.8
Europa y Eurasia	51.5	23.1	28.4
Medio Oriente	4.5	134.1	-129.6
África	0	46.5	-46.5
Asia Pacífico	238.1	95.9	142.2
Canadá	1.1	0	1.1
Estados Unidos	2.7	0.1	2.6
México	7.8	0	7.8

Origen: BP Statistical Review 2014

Aproximadamente el 30% del gas que se importa y exporta viaja por medio de embarcaciones en forma de gas natural licuado (GNL). La región que más recurre a este tipo de importaciones es la región de Asia Pacífico; región que acapara cerca del 50% de las exportaciones de GNL.

México es el mayor importador de GNL de la región de Norte América y aunque por el momento, el gas de importación de Estados Unidos (vía ducto) es más barato; se puede analizar un gradiente de precios y encontrar la zona donde la disponibilidad sea limitada, el abasto sea menor, el precio sea alto y probablemente al sur de México se den esas condiciones.

## **1.3 Análisis del Contexto Nacional**

En el análisis del contexto nacional se tratará más a detalle el panorama de México, los números que dan a conocer los operadores y los órganos de regulación. Eventualmente se comparará a México desde el punto de vista de las agencias del extranjero.

## Reservas Nacionales de Gas

Tabla 9.- Reservas probadas nacionales de gas (1° de enero de 2014)

MÉXICO	Trillones de pies cúbicos	Trillones de metros cúbicos	Relación Reserva Producción (años)
PEMEX	16.5	0.4	7.1
CNH	16.5	0.4	8.0
BP SR	12.3	0.3	6.1
OPEC ASB	12.7	0.36	6.9

*Origen:* BP Statistical Review 2014, Reporte de Reservas CNH 2014, ASB OPEC 2014, Las Reservas de Hidrocarburos de México 2014, PEMEX.

Los indicadores nacionales contrastan con los indicadores internacionales. PEMEX refleja una relación reserva/producción de 7.1 años, dicho número es más optimista que el que reflejan las agencias internacionales. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, México) tiene una expectativa que es todavía más optimista. La diferencia entre las entidades nacionales radica en la producción que reportan cada uno de los organismos.

Tabla 10.- Reservas remanentes nacionales de gas 2P y 3P (1° de enero de 2014)

MÉXICO	Reservas 2P		Reservas 3P	
	(trillones de pies cúbicos)	(trillones de metros cúbicos)	(trillones de pies cúbicos)	(trillones de metros cúbicos)
PEMEX	33.26	0.94	59.66	1.69
CNH	33.26	0.94	59.66	1.69

*Origen:* Reporte de Reservas CNH 2014, Las Reservas de Hidrocarburos de México 2014, PEMEX.

El estudio de las reservas 2P y 3P nos dan la oportunidad de captar el potencial que se tiene en México para aumentar la producción por medio de la perforación de pozos y con un costo reducido de estudios.

Tabla 10.- Tendencias nacionales de reservas probadas de gas respecto a años anteriores

MÉXICO	Tendencia respecto a 2012	Tendencia promedio anual 2003
PEMEX	-3.08%	-2.23%
CNH	-3.08%	-
BP SR	-25%	-2.8%
OPEC ASB	0%	-1.5%

*Origen:* BP Statistical Review 2014, ASB OPEC 2014, Reporte de Reservas CNH 2014, 2013, Las Reservas de Hidrocarburos de México 2014, 2004, PEMEX.

Las tendencias de reservas de gas sólo concuerdan en ser negativas. Respecto al año anterior se tiene un retroceso, no tan drástico como lo marca BP, pero sí moderado como lo reflejan los indicadores de CNH y PEMEX. En lo que respecta la tendencia promedio de 2003 a 2013 se nota que la tendencia es negativa y acorde entre todas las entidades.

Con estas cifras se confirma que el gas no es prioridad en los proyectos que se desarrollan en México.

### *Producción Nacional de Gas*

Tabla 11.- Producción nacional de gas 2013

MÉXICO	Billones de pies cúbicos	Billones de metros cúbicos	Tendencia respecto a 2012	Tendencia promedio anual 2003
PEMEX	2352.2	66.6	-0.5%	3.5%
CNH	2072.8	58.7	0.05%	2.35%
BP SR	1998.8	56.6	-0.2%	3.1%
OPEC ASB	1851.3	52.4	-2.4%	3.7%

*Origen:* BP Statistical Review 2014, Reporte de Producción de Gas Natural en México CNH 8/2014, ASB OPEC 2014, Las Reservas de Hidrocarburos de México 2004, 2014

La producción nacional de gas cayó ligeramente respecto al año anterior, y en el mejor de los casos se mantuvo, pero el reflejo de las tendencias dice que no satisface la demanda de gas. Obviamente, al no crecer al mismo ritmo la oferta y la demanda, el mercado se complementa con las importaciones de gas.

Según estudios del CIDAC la demanda de gas crece por encima de la oferta; la disponibilidad y el abasto son de difícil acceso al sector industrial y eléctrico; y la industria petrolera nacional se ha volcado a la extracción de aceite, dejando en segundo término la extracción de gas.

### *Consumo Nacional de Gas*

Tabla 12.- Consumo nacional de gas 2013

MÉXICO	Billones de pies cúbicos	Billones de metros cúbicos	Tendencia respecto a 2012	Tendencia promedio anual 2003
SENER	2585.6	73.2	6.07%	3.8%
BP SR	2630.9	74.5	4.20%	4.8%

*Origen:* BP Statistical Review 2014, SENER SIE.

El consumo de gas durante 2013 rebasó los 70 billones de metros cúbicos, lo cual representa un aumento entre 4% y 6% con respecto al año anterior. Mientras el consumo crezca y la producción nacional siga decayendo, se deberán tomar medidas para el abastecimiento de gas.

La importación, como se verá más adelante, es pujante en el mercado nacional de gas y por esta vía se puede aumentar la disponibilidad de gas en el país que en el panorama de corto plazo parece no satisfacer las necesidades de los sectores de consumo.

### Transporte Nacional de Gas

Tabla 13.- Exportación

MÉXICO	Billones de pies cúbicos	Billones de metros cúbicos	Tendencia respecto a 2012	Tendencia promedio anual 2007
CRE	1.28	0.036	274%	-46.6%
BP SR	<1.76	<0.05	0%	-
OPEC ASB	0.35	0.01	0%	-55.9%

Origen: BP Statistical Review 2014, CRE Balance de Comercio Exterior de Gas 2007-20012, ASB OPEC 2014.

Es notable que las exportaciones de gas vayan en aumento, pero las exportaciones que realiza México van hacia Estados Unidos y a través del punto de interconexión en Piedras Negras, Coah. Por lo tanto, no hay ninguna instalación de licuefacción que procese GNL para su exportación.

Tabla 14.- Importación

MÉXICO	Billones de pies cúbicos	Billones de metros cúbicos	Tendencia respecto a 2012	Tendencia promedio anual 2007
CRE	845.8	23.95	10.9%	12.0%
BP SR	932.3	26.4	17.8%	15.7%
OPEC ASB	942.9	26.7	19.7%	16.1%

Origen: BP Statistical Review 2014, CRE Balance de Comercio Exterior de Gas 2007-20012, ASB OPEC 2014.

La participación durante 2013 de los importadores privados es del 50.51% y la de PGPB (Pemex Gas y Petroquímica Básica, México) es de 49.49%. La importación de gas en México se da a través de los puntos de interconexión vía ducto con Estados Unidos (70% aprox. Vol. 2013) y a través de las estaciones de regasificación (30% aprox. Vol. 2013).

Tabla 15.- Importación vía ducto y vía embarcación (2013, bnpc, bnmc)

MÉXICO	Importación Total		Vía Ducto		Vía Embarcación (LNG)		Tendencia respecto a 2012 (LNG)
	(bnpc)	(bnmc)	(bnpc)	(bnmc)	(bnpc)	(bnmc)	%
PGPB	470.73	13.33	429.02	12.5	41.71	1.18	-
Particulares	495.80	14.04	259.71	7.35	236.09	6.69	141.25%
Total (Nacional)	966.53	27.37	688.72	19.5	277.80	7.87	166.21%

Origen: SIE SENER, BDI PEMEX 2012, 2013.

Es remarcable el crecimiento que ha tenido últimamente la importación de LNG en México. Durante 2013, es la primera vez que PGPB reporta datos de importación de gas vía embarcación y por ende no se reporta la tendencia con respecto a 2012, ya que esta tiende a infinito.

México cuenta actualmente con 3 plantas regasificadoras, dos de ellas en las costas del Océano Pacífico y una en el Atlántico. La más boreal de ellas es la que está situada a 22 km. de la ciudad de Ensenada en Baja California; en esa misma costa se encuentra la planta de Manzanillo en el estado de Colima, por último se tiene la estación de Altamira, Tamaulipas que se sitúa en la costa del Golfo de México.

Las plantas que ya están operando en México, operan con la participación de recursos que proceden del extranjero

- i. Planta Altamira.- Propietario y operador, Vopak 60%, Enagas 40%. Sus principales proveedores provienen de Nigeria, Qatar y Yemen.
- ii. Planta Ensenada.- Se conoce como Energía Costa Azul, Propietario y operador Sempra LNG 100%. Sus principales proveedores provienen de Indonesia.
- iii. Planta Manzanillo.- Propietario, Samsung 37.5%, Kogas 25%, Mitsui 37.5%; Operador Kogas 100%. Sus principales proveedores provienen de Nigeria y Perú.

Tabla 15.- Capacidad Instalada para Regasificación.

MÉXICO	Tanques	Capacidad de Almacén (m <sup>3</sup> liq.)	# Vaporizadores	Capacidad Nominal (bmc/a)	Inicio de Operación
Altamira	2	300,000	5	7.8	2006
Ensenada (ECA)	2	320,000	6	10.3	2008
Manzanillo	2	320,000		5.2	2012

Origen: GIIGNL, The LNG Industry 2013.

Según datos de “Global LNG Info” se tiene planificada una nueva estación de regasificación en Sonora en las costas del golfo de Baja California, el proyecto se piensa llevar a cabo por medio de capital privado.

## 1.4 Resumen Cualitativo de Indicadores

Las cifras que se aprecian a lo largo del primer capítulo, indican que las opciones más viables y de mayor impacto son las siguientes:

- a) Perforación de pozos exploratorios (1.1)
- b) Perforación de pozos de desarrollo (1.2)
- c) Importación vía ducto (3.1)
- d) Importación vía embarcación (3.2)

Las opciones que se descartan prematuramente son las de Optimización de Procesos (2) y Mantener la Situación Actual (4). Por una parte, la Optimización de Procesos (2), no tiene un gran impacto en el mercado nacional pero sí generaría un ahorro a los sectores de más alto consumo. Por parte de la opción de Mantener la Situación Actual (4), desde un inicio no es una opción viable, ya que la falta de infraestructura y el difícil acceso que se tiene al gas natural en ciertas zonas del país, hará que de manera natural se tenga una respuesta por parte del sector privado o público que se reflejará en inversión.

La inversión en infraestructura de gas natural es un área de oportunidad estratégica para el crecimiento y la competitividad del país.

## Capítulo 2.- Elementos Técnicos

El presente capítulo pretende dar el marco teórico general necesario para poder tener la comprensión básica de lo que más adelante se desarrollará, aunque también se incluyen conceptos del capítulo anterior que pudieran ser confusos, ambiguos o desconocidos.

### 2.1 Compuestos Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos cuyas moléculas contienen únicamente (o en su mayoría) átomos de hidrógeno y carbono. Dichas moléculas, según el número de átomos de carbono, adoptan diversos arreglos geométricos y pueden resultar en productos líquidos, sólidos o gaseosos (a temperatura y presión ambiental).

Un átomo de carbono puede formar hasta cuatro enlaces, con más átomos de carbono o con átomos de otros elementos. Por otro lado, un átomo de hidrógeno solo puede formar un enlace, con otro elemento.

Se dice que una molécula de hidrocarburos está saturada si todos los enlaces del carbono se unen únicamente a átomos de hidrógeno. Por tanto, la fórmula de un hidrocarburo saturado es  $C_nH_{2n+2}$  y por consiguiente, metano ( $CH_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ) y propano ( $C_3H_8$ ) son ejemplos de hidrocarburos saturados.

Aquellas moléculas de hidrocarburos que tienen átomos de carbono enlazados entre sí, se les denomina moléculas insaturadas. Dichos enlaces múltiples entre átomos de carbono son más débiles que los enlaces sencillos y en consecuencia, tales compuestos serán químicamente más reactivos.

### 2.2 Composición del Gas Natural

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos y no hidrocarburos, éste se extrae desde acumulaciones en el subsuelo que se originaron de manera natural; las acumulaciones pueden existir en presencia o ausencia de aceite indistintamente.

El grupo de gases hidrocarburos lo componen:

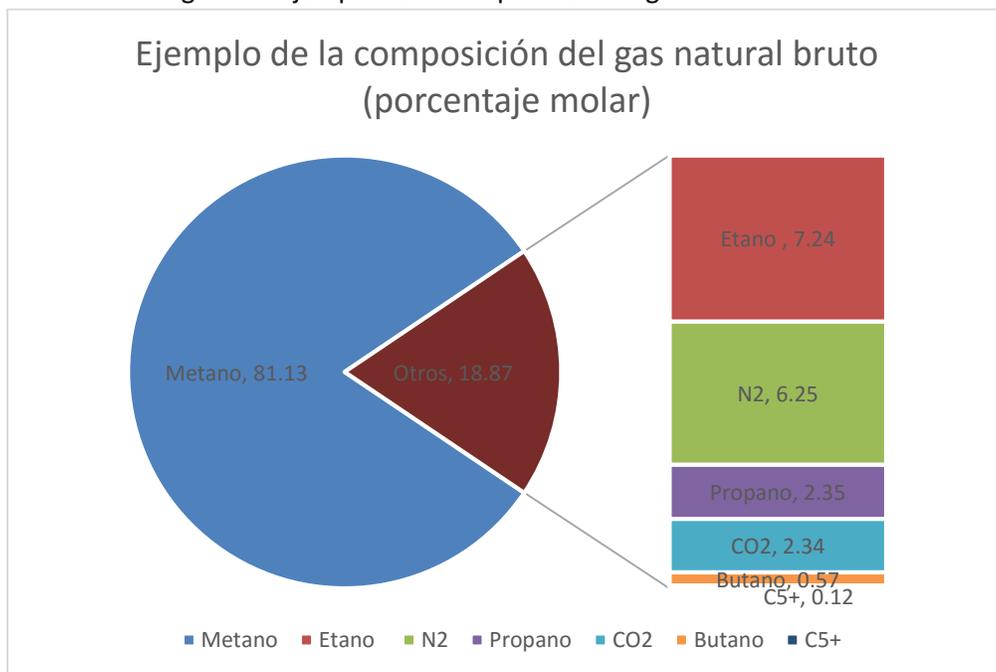
*H: {Metano (70-98%), Etano (1-10%), Propano (trazas-5%), Butano (trazas-2%), Fracciones pesadas  $C_5+$  (Trazas)}*

El grupo de gases no hidrocarburos lo componen:

*NH: {Vapor de Agua, Dióxido de Carbono, Nitrógeno, Helio, Ácido Sulphídrico}*

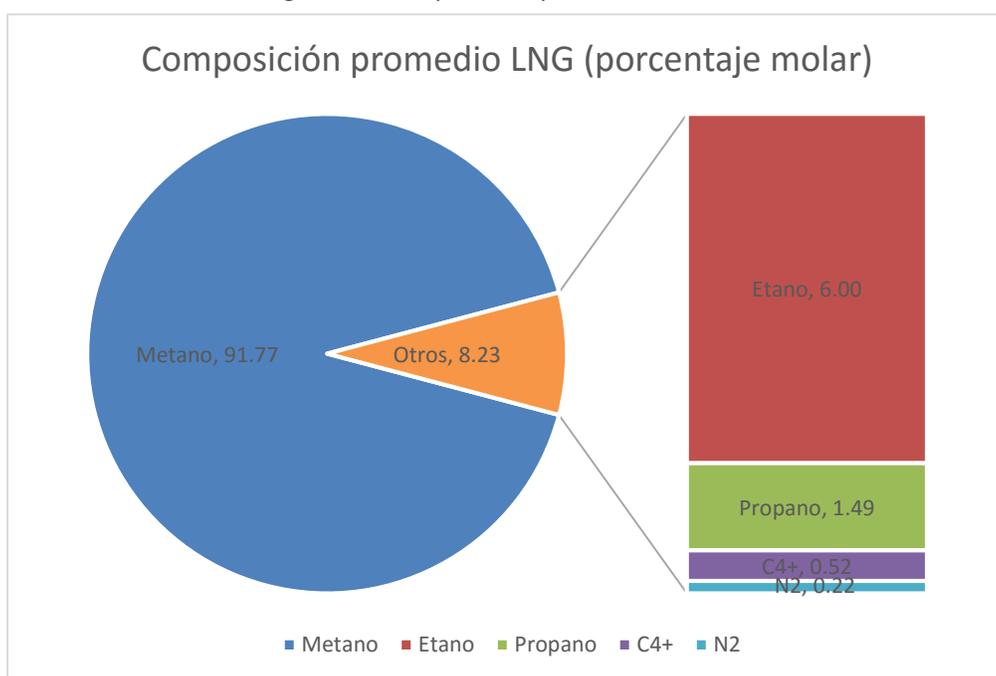
Estos grupos anteriormente mencionados, usualmente están presentes en alguna medida a la salida del gas de un pozo productor. A la salida de las instalaciones de recolección, el gas, queda como un producto de características comerciales.

Figura 3.- Ejemplo de la composición del gas natural bruto.



Origen: Ali Danesh, PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids.

Figura 4.- Composición promedio del LNG



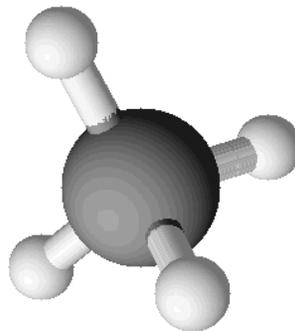
Origen: Ali Danesh, PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids.

## 2.3 Propiedades Físico Químicas de los Principales Componentes del Gas Natural

### 2.3.1 Metano

- Características: Inodoro, Incoloro, no tóxico pero asfixiante en altas concentraciones, inflamable en presencia de oxígeno y bajo ciertas condiciones.
- Composición Química:  $\text{CH}_4$
- Punto de ebullición a presión atmosférica:  $-161.5\text{ }^\circ\text{C}$  ( $-258.7\text{ }^\circ\text{F}$ )
- Densidad (@  $20^\circ\text{C}$ ):  $6.671 \times 10^{-4}\text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 0.554
- Temperatura de autoignición:  $595^\circ\text{C}$

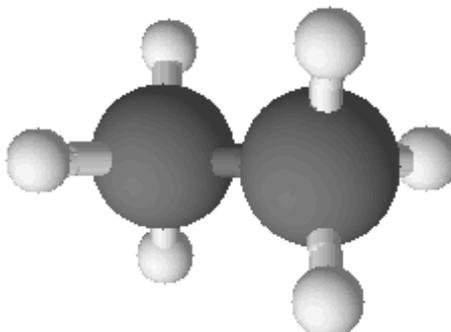
Figura 5.- Metano



### 2.3.2 Etano

- Características: Inodoro, Incoloro, no tóxico pero asfixiante en altas concentraciones, inflamable en presencia de oxígeno y bajo ciertas condiciones.
- Composición Química:  $\text{C}_2\text{H}_6$
- Punto de ebullición a presión atmosférica:  $-88.6\text{ }^\circ\text{C}$  ( $-127.5\text{ }^\circ\text{F}$ )
- Densidad (@  $20^\circ\text{C}$ ):  $1.2601 \times 10^{-3}\text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 1.048
- Temperatura de autoignición:  $510^\circ\text{C}$

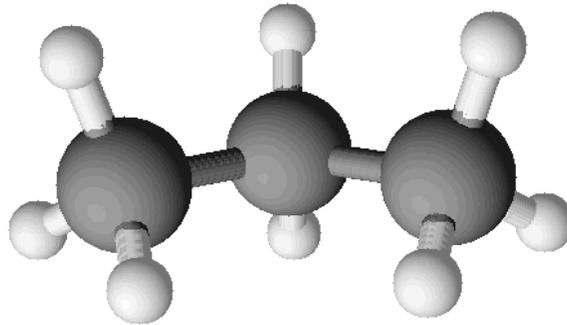
Figura 6.- Etano



### 2.3.3 Propano

- Características: Inodoro, Incoloro, no tóxico pero asfixiante en altas concentraciones, inflamable en presencia de oxígeno y bajo ciertas condiciones.
- Composición Química:  $C_3H_8$
- Punto de Ebullición:  $-42.3\text{ }^{\circ}C$  ( $-44.1\text{ }^{\circ}F$ )
- Densidad(@  $20^{\circ}C$ ):  $1.865 \times 10^{-3}\text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 1.55
- Temperatura de autoignición:  $468^{\circ}C$

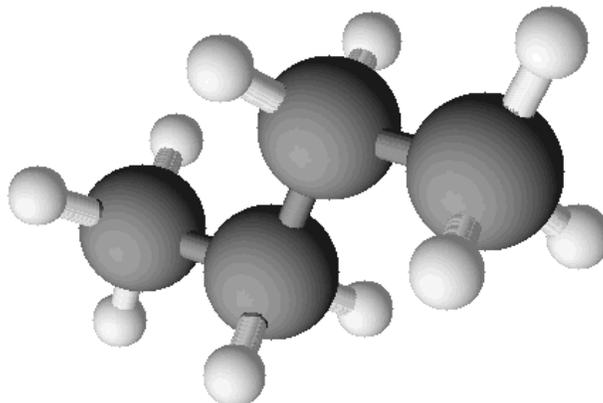
Figura 7.- Propano



### 2.3.4 Butano

- Características: Inodoro, Incoloro, no tóxico pero asfixiante en altas concentraciones, inflamable en presencia de oxígeno y bajo ciertas condiciones.
- Composición Química:  $C_4H_{10}$
- Punto de Ebullición:  $-0.5\text{ }^{\circ}C$  ( $31.1\text{ }^{\circ}F$ )
- Densidad (@ $20^{\circ}C$ ):  $2.5 \times 10^{-3}\text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 2.09
- Temperatura de autoignición:  $365^{\circ}C$

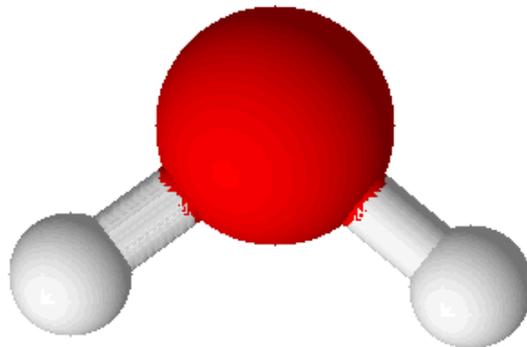
Figura 8.- Butano



### 2.3.5 Vapor de Agua

- Características: Inodoro, Incoloro, Insípido, no tóxico. Acelera las reacciones de otras sustancias, por ejemplo los ácidos.
- Composición Química: H<sub>2</sub>O
- Punto de Ebullición: 100 °C (212 °F)
- Densidad (@100°C): 5.9766x10<sup>-4</sup> g/cm<sup>3</sup>
- Densidad relativa: 1.58

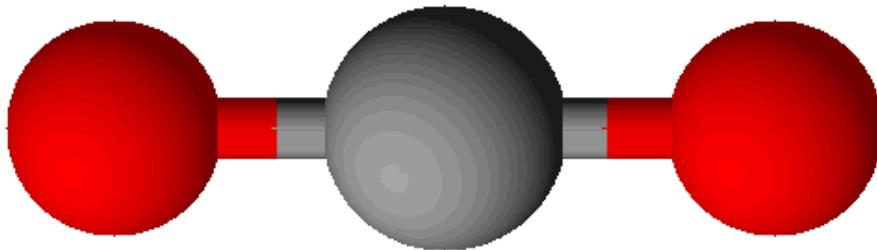
Figura 9.- Vapor de Agua



### 2.3.6 Dióxido de Carbono

- Características: Inodoro, Incoloro, ligeramente tóxico y asfixiante en altas concentraciones. No se inflama, por el contrario sirve para extinguir fuego, en presencia de los hidrocarburos facilita las reacciones de corrosión.
- Composición Química: CO<sub>2</sub>
- Punto de Ebullición: -78.5°C (109.3°F)
- Densidad (@20°C): 1.8393x10<sup>-3</sup> g/cm<sup>3</sup>
- Densidad relativa: 1.52

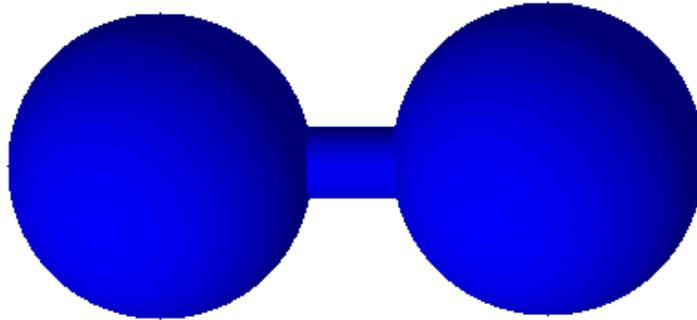
Figura 10.- Dióxido de Carbono



### 2.3.7 Nitrógeno

- Características: Inodoro, Incoloro, no tóxico.
- Composición Química:  $N_2$
- Punto de Ebullición:  $-195.8^{\circ}C$  ( $-320.44^{\circ}F$ )
- Densidad(@ $20^{\circ}C$ ):  $1.1648 \times 10^{-3} \text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 0.967

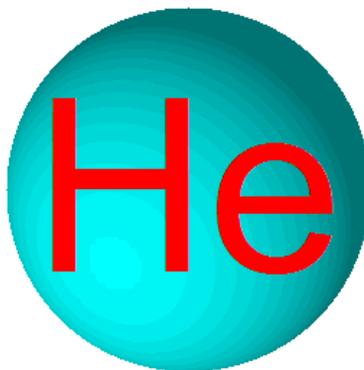
Figura 11.- Nitrógeno



### 2.3.8 Helio

- Características: Inodoro, Incoloro, no tóxico pero asfixiante en altas concentraciones. Responde a estímulos electromagnéticos de manera iridiscente.
- Composición Química: He
- Punto de Ebullición:  $-268.93^{\circ}C$
- Densidad (@ $20^{\circ}C$ ):  $1.6632 \times 10^{-4} \text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 0.138

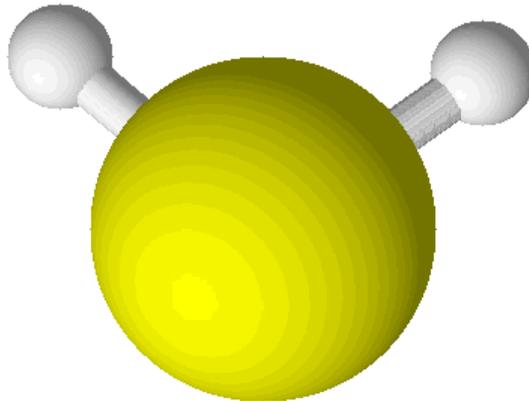
Figura 12.- Helio



### 2.3.9 Ácido Sulfhídrico

- Características: Posee un olor desagradable, Incoloro, letalmente tóxico y asfixiante, inflamable en presencia de oxígeno y soluble en agua. Al ser un ácido es altamente reactivo.
- Composición Química:  $H_2S$
- Punto de Ebullición:  $-60^{\circ}C$  ( $-76^{\circ}F$ )
- Densidad(@ $20^{\circ}C$ ):  $1.4283 \times 10^{-3} \text{ g/cm}^3$
- Densidad relativa: 1.19

Figura 13.- Ácido Sulfhídrico



## 2.4 Ciclo de Refrigeración

Un ciclo de refrigeración, es un proceso termodinámico mediante el cual se retira calor de un sistema idealmente aislado. El calor retirado del sistema aislado es transferido al exterior. Los sistemas más comunes y en el que se enfoca el presente trabajo es el ciclo de compresión de vapor.

Un ciclo de refrigeración comercial funciona con un fluido de trabajo para cumplir sus objetivos, dicho fluido de trabajo es conocido como refrigerante. La base de estos refrigerantes comerciales son compuestos conocidos como clorofluorocarbonos, compuestos formados por cloro, flúor y carbono.

El ciclo de refrigeración del gas natural además de trabajar con dichos fluidos, también trabaja con gases hidrocarburos, tales como; metano, etano y propano. Gases que pueden estar contenidos en una mezcla o en solitario.

El ciclo de refrigeración por compresión de vapor está compuesto de 4 fases:

- i. **Compresor.**  
Imprime energía al fluido de trabajo en forma de presión. Es el proceso encargado de hacer fluir todo el ciclo, recibiendo gas con baja presión a la entrada y devolviendo gas con alta presión a la salida.
- ii. **Condensador.**  
Tras el proceso de compresión, el fluido de trabajo aumenta su temperatura, El objetivo del condensador es liberar tanto calor como le es posible proveniente del fluido de trabajo hacia la atmósfera (generalmente). Habiendo despedido suficiente calor, el gas entra otra vez a la envolvente de calidades hasta volverse totalmente líquido.
- iii. **Estrangulador (Válvula de Expansión).**  
En el estrangulador ocurre una restricción al flujo. Dicha restricción genera una caída abrupta de presión en la línea y se presenta el efecto Joule-Thomson, lo que genera también una caída en la temperatura del fluido y mediante el cual podemos enfriar la parte aislada del sistema.  
El estrangulador es una parte del ciclo donde es muy marcada la división de temperaturas y de presión.
- iv. **Evaporador.**  
Es el encargado de absorber el calor del sistema en cuestión, durante esta fase de evaporación el fluido de trabajo se encuentra en un punto dentro de la envolvente de calidades. El objetivo del evaporador es absorber tanto calor como sea posible para que el fluido de trabajo llegue al final del proceso en forma 100% de vapor.  
En caso de que tras el proceso de evaporación llegare líquido al compresor, se produciría un mal funcionamiento en el ciclo entero.

#### 2.4.1 Trazo del ciclo de refrigeración (Diagrama de Molliere)

El trazo de un ciclo de refrigeración se puede representar en un diagrama de Molliere (Presión vs Entalpía). Si se considera un ciclo ideal y partiendo desde el evaporador, entonces:

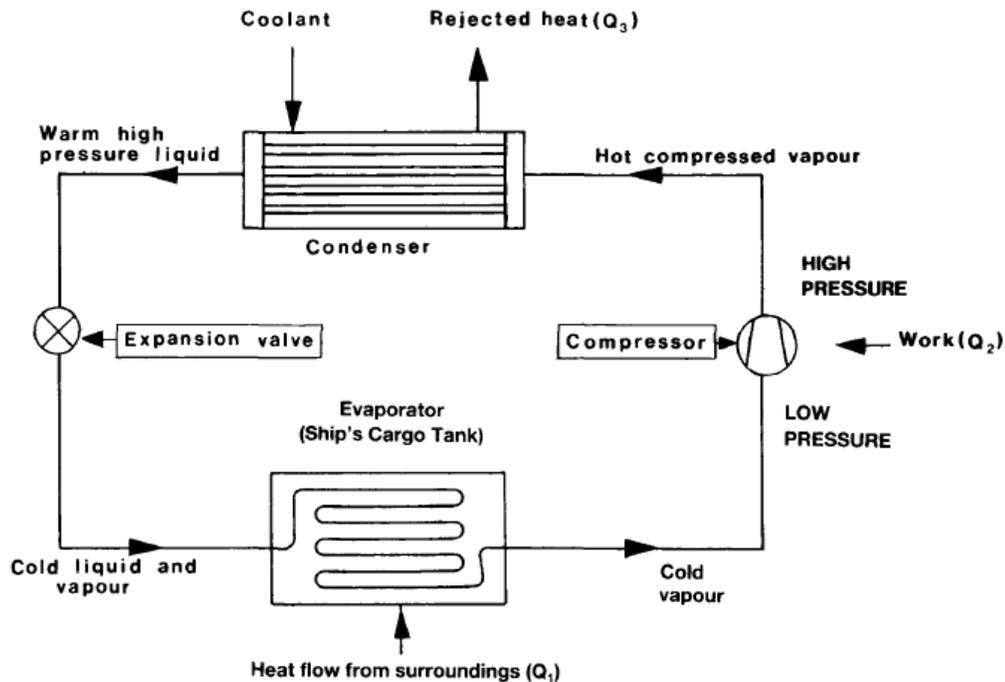
$Q_1 \rightarrow$  es el calor que absorbe el fluido de trabajo en el evaporador.

$Q_2 \rightarrow$  es el equivalente en calor del trabajo que ejerce el compresor sobre el fluido de trabajo.

$Q_3 \rightarrow$  es el equivalente al calor rechazado por el fluido de trabajo en el condensador.

Por lo tanto  $\rightarrow Q_1 + Q_2 = Q_3$

Figura 14.- Representación gráfica del ciclo de refrigeración



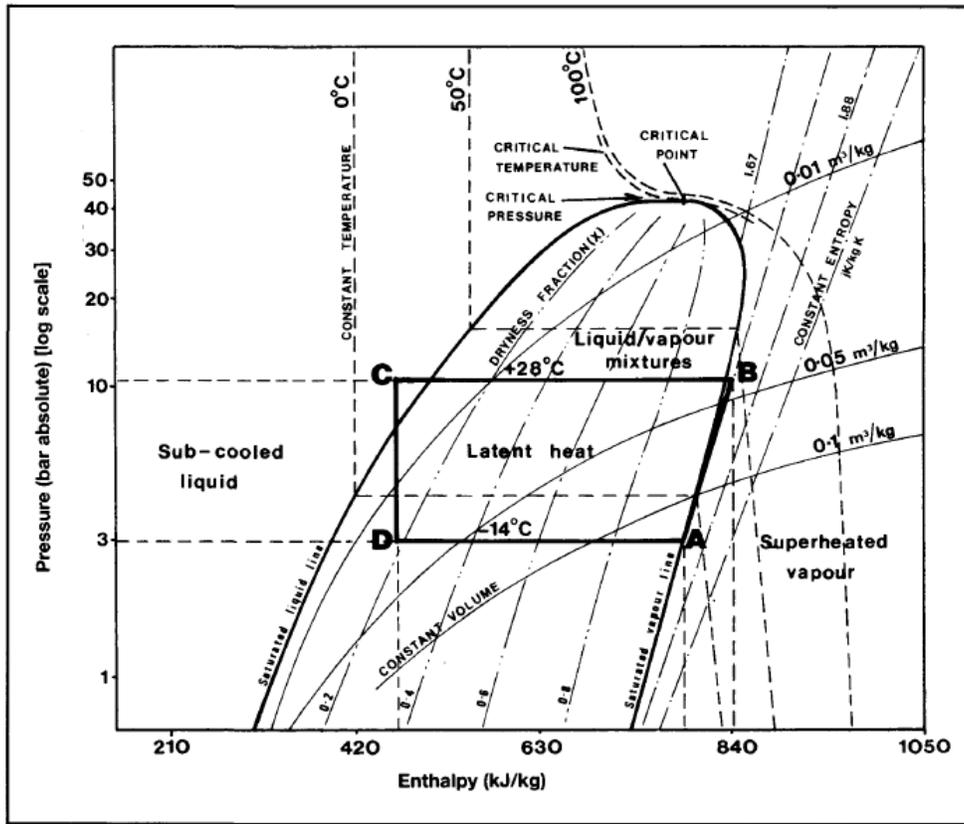
Origen: McGUIRE and WHITE, Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals

En el diagrama se nota un polígono formado por las letras A, B, C, D. La trayectoria que siguen dichas letras equivale a cada proceso en el ciclo.

- i. La trayectoria AB es la fase de compresión dentro del ciclo, se nota que aumenta tanto la presión como la entalpía del fluido de trabajo.
- ii. La trayectoria BC es la fase de condensación, donde se hace pasar el fluido de trabajo a través de un serpentín donde intercambia calor con la atmósfera, al ser superior la temperatura del fluido de trabajo, éste se enfriará. Se observa también como el fluido de trabajo pasa de la zona de vapor saturado hasta la zona de líquido subenfriado.
- iii. La trayectoria CD es la fase del estrangulador (o válvula de expansión), en esta fase debido a la restricción al flujo existe una marcada caída de presión y se presenta el efecto Joule-Thomson donde a esa caída de presión se le asocia también una caída en la temperatura.
- iv. La trayectoria DA es la fase del evaporador, donde la mezcla vapor, líquido con baja presión y baja temperatura es evaporado e intercambia calor con el objetivo a enfriar. El ciclo termina al entrar todo el fluido de trabajo en forma de vapor al compresor.

El diagrama se ve de la siguiente forma.

Figura 15.- Representación del ciclo de refrigeración en el diagrama de Molliere

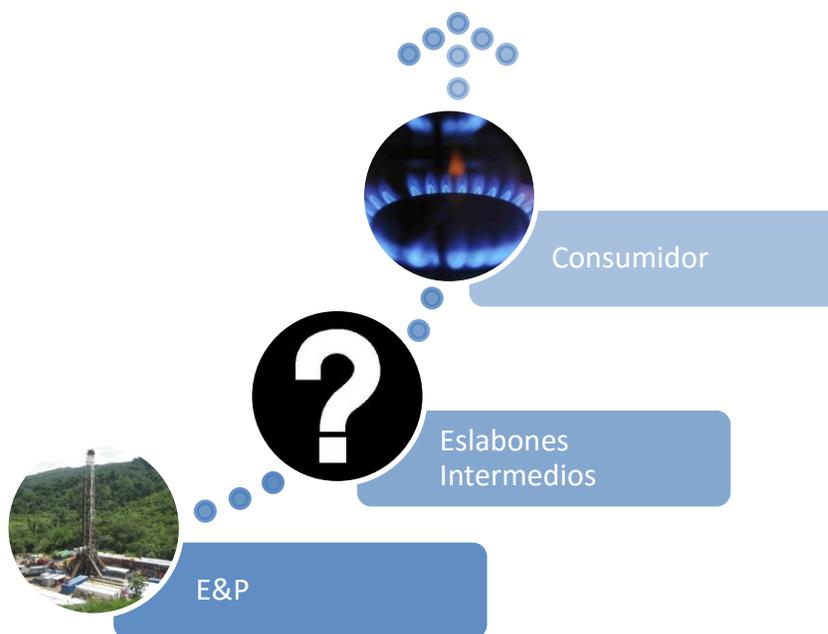


Origen: McGUIRE and WHITE, Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals

## 2.5 Proyecto LNG: Estableciendo vínculos

Agregar valor al gas natural licuado implica el establecimiento de vínculos y enlaces entre la búsqueda del producto (el gas) y el consumidor final (quema para un propósito productivo). Ejemplificando con la siguiente figura:

Figura 16.- Proyecto LNG



Los eslabones intermedios en la cadena de valor que existen entre el consumidor final y la salida del gas de un pozo varían en costo, complejidad y custodia.

Por lo general, establecer un contrato de servicio de abastecimiento de gas implica un compromiso de largo plazo (alrededor de 20 a 30 años). Los contratos de LNG son poco flexibles en forma e inflexibles en cuanto a los costos, se contemplan tabuladores automáticos por situaciones fortuitas como la escalada de precios o el aumento en el precio del combustible. Dentro del contrato, generalmente, se contemplan:

- El gas
- La planta de regasificación
- Los buques de transporte
- Entre otras instalaciones

### 2.5.1 Exploración y Producción

La fase inicial del desarrollo de un proyecto de LNG abarca a las actividades de exploración y producción (E&P). Las reservas de gas identificadas para desarrollar el proyecto deben convergir en tres criterios fundamentales:

i. Composición

Si la composición de gas es alta en condensados o en líquidos de gas natural (NGL) ayudará al proyecto, dado que el valor de los recursos extraíbles aumenta. Por otro lado, si se tiene una composición alta en contaminantes como ácido sulfhídrico, dióxido de carbono o mercurio; aumentará el costo del tratamiento del gas.

ii. Tamaño (Volumen)

El tamaño del yacimiento de gas debe soportar al menos la extracción de 1 mtpa durante 20 años. Obviamente, mientras más grande es el volumen del yacimiento, más viable se vuelve su extracción desde el punto de vista económico.

iii. Sustentabilidad

Aunque no es el concepto actual de sustentabilidad (proyecto verde), implica que si se rompe la cohesión a lo largo de la cadena de valor, el costo que eso implica sería muy alto.

### 2.5.2 Recolección y Tratamiento

El mejor escenario para esta fase de la cadena de valor es que la distancia que deba recorrer el gas hacia la planta de tratamiento sea la menor. Así mismo que las impurezas en el gas sean mínimas y por ende el costo de tratamiento sea el menor posible.

### 2.5.3 Licuefacción y Almacenamiento

Una vez que el gas llega a alguna instalación de licuefacción, entra a una serie de procesos denominado tren de licuefacción (LNG train). En otros tiempos, una planta de licuefacción tenía dos trenes de licuefacción que funcionaban de manera eficiente e independiente, los cuales al operar en conjunto reducían el costo del proceso. Hoy en día se cuenta con tecnología de mayor calado donde funcionan trenes de licuefacción sencillos de mayor capacidad.

El primer paso del proceso de licuefacción es remover condensados e impurezas remanentes del gas de alimentación. Posteriormente, el gas es enfriado por debajo de los 161 °C. La temperatura de enfriamiento se alcanza gracias a un proceso de refrigeración parecido al de los refrigeradores comerciales.

La licuefacción se debe al efecto Joule-Thompson, de esta manera se hace pasar el refrigerante por un estrangulador lo que provoca una caída en la temperatura del mismo.

Existen dos procesos de licuefacción que son los más utilizados:

- Proceso MCR.- Refrigerante multicomponente, es usado desde 1970 y utiliza propano para preenfriar el gas (-35°C) antes de la fase final de licuefacción.
- Proceso Cascada (Phillips).- Es un proceso de tres fases que permite un enfriamiento secuencial del gas natural.

Una vez que el gas natural se encuentra en forma líquida, es almacenado a presión atmosférica y permanece en espera del momento en que sea cargado en un barco para su transporte.

El proceso de licuefacción es caro, el costo inicial de un tren de licuefacción es por mucho el costo más significativo, representando alrededor del 80% del costo de licuefacción. A lo largo del tiempo se ha visto una reducción en dicho costo desde USD \$500 por tonelada al año en los años setentas (~1970) a menos de USD \$240 por tonelada por año en 2004. El ahorro se debe primordialmente al aumento en la capacidad de los trenes de licuefacción que pasaron de una capacidad menor a los 2 mtpa en 1970 a 8.0mtpa aproximadamente en 2008.

#### 2.5.4 Transporte vía Embarcación

Una vez licuado el gas natural, éste se transportará hasta donde haya un consumidor. Entonces, para que el LNG llegue hasta su destino, se somete a alguno de los tres acuerdos de embarcación.

Los acuerdos son:

- i. FOB (Free on board)  
Un contrato “free on board” obliga al comprador a hacerse responsable del embarque desde la planta de licuefacción a la planta de regasificación. La propiedad del LNG pasa del productor al comprador en el punto de carga (muelle de carga) en la planta de licuefacción. Por lo tanto, todos los costos de embarque quedan a cargo del comprador.
- ii. CIF (Cargo, insurance, freight)  
Un acuerdo tipo CIF hace responsable al vendedor de los costos de embarque. La propiedad del LNG se transfiere en medio del viaje, usualmente en aguas internacionales.
- iii. DES (Delivered ex-ship)  
Bajo el formato DES, el vendedor se hace responsable de todos los costos de embarque y envío. Por su parte, la propiedad del LNG no se da hasta que el comprador recibe el embarque en la terminal de importación.

Últimamente, los formatos más populares son el FOB y el DES.

#### 2.5.5 Regasificación y Distribución

La regasificación es un proceso que queda en manos del comprador del LNG, al pasar el gas de su estado líquido al estado gaseoso, hace más fácil su distribución en distancias más cortas.

En México se tienen dos tipos de acuerdos de distribución, existe una base continua y una base interrumpible de las que el consumidor elige a conveniencia y paga por el producto y el servicio.

#### 2.5.6 Integrando la Cadena de Valor

La cadena de valor del LNG no es tan diferente a las cadenas de valor de otros artículos exportables. El ejemplo más común dentro de la industria, es el proceso de exportación del petróleo crudo, en el que México a lo largo de la historia, ha basado una buena parte de su economía.

Figura 17.- Cadena de valor de los hidrocarburos (aceite)

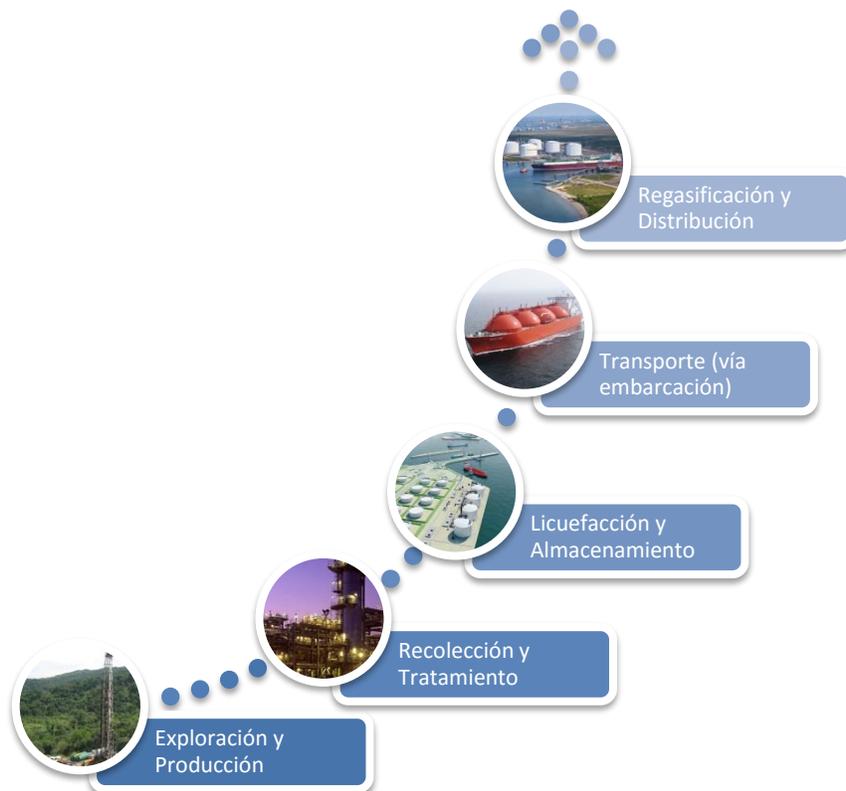


*Origen:* PEMEX, La industria petrolera: Elementos clave del negocio, retos y oportunidades, Carlos A. Morales Gil.

En la imagen anterior, podemos dejar de lado las fases de transformación industrial y petroquímica. Habiendo de por medio un proceso de distribución y comercialización, donde se da por terminada la cadena de valor del petróleo crudo.

Las fases de petroquímica y transformación industrial, obviamente generan un valor agregado en el producto original, que es el petróleo. Al finalizar su respectiva cadena de valor, los derivados del petróleo, también pasan por el proceso de distribución y comercialización.

Figura 18.- Cadena de Valor del LNG



En resumen, la cadena de valor del gas natural licuado (LNG) empieza de la misma manera que todos los hidrocarburos. La fase de Exploración y Producción no difiere de los demás productos hidrocarburos, tras su extracción el gas pasa a la fase de Recolección y Tratamiento en donde el

proceso se torna más caro y complejo debido a que se le retira gran cantidad de impurezas para evitar problemas en las líneas. Posteriormente, el gas llega a la planta de licuefacción donde se enfría hasta temperaturas por debajo de los  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). El gas es almacenado en tanques y cargado en barcos especialmente diseñados para su transporte. Habiendo llegado el gas a su terminal de destino éste es calentado y regasificado. El gas queda listo para su distribución y consumo.

## 2.6 Definiciones y Abreviaturas

Para la mejor comprensión del texto se enlistan algunas de las unidades que aparecen en el texto y unidades complementarias. Se incluyen, además, definiciones propias del ámbito petrolero para la tomas de decisiones, tales como clasificación de reservas e indicadores económicos.

### 2.6.1 Unidades Base SI y homólogas del Sistema Inglés

Se presenta una tabla con las unidades base, tanto del sistema inglés como del sistema internacional de unidades. Se pretende que el lector acuda a esta tabla en caso de desconocer alguna unidad de las que se citan a lo largo del presente trabajo.

Concepto	Abreviatura	Definición
<b>Unidades Básicas</b>		
<b>metro</b>	m	Unidad de longitud del sistema internacional de unidades.
<b>pie</b>	p, ft	Unidad de longitud del sistema inglés.
<b>kilogramo</b>	kg	Unidad de masa del sistema internacional de unidades.
<b>libra</b>	lb	Unidad de masa del sistema inglés.
<b>segundo</b>	s	Unidad de tiempo homóloga en los dos sistemas de unidades.
<b>Unidades Derivadas</b>		
<b>metro cuadrado</b>	$\text{m}^2$	Unidad de superficie del sistema internacional.
<b>pie cuadrado</b>	$\text{ft}^2$	Unidad de superficie del sistema inglés.
<b>metro cúbico</b>	$\text{m}^3$	Unidad de volumen del sistema internacional.
<b>pie cúbico</b>	$\text{ft}^3$	Unidad de volumen del sistema inglés.
<b>kilogramo sobre metro cúbico</b>	$\text{kg}/\text{m}^3$	Unidad de densidad del sistema internacional.
<b>libra sobre pie cúbico</b>	$\text{lb}/\text{ft}^3$	Unidad de densidad del sistema inglés.
<b>metro sobre segundo</b>	m/s	Unidad de velocidad del sistema internacional.
<b>pie sobre segundo</b>	ft/s	Unidad de velocidad del sistema inglés.
<b>metro sobre segundo al cuadrado</b>	$\text{m}/\text{s}^2$	Unidad de aceleración del sistema internacional.
<b>pie sobre segundo al cuadrado</b>	$\text{ft}/\text{s}^2$	Unidad de aceleración del sistema inglés.
<b>Newton</b>	N, $\text{kg}\cdot\text{m}/\text{s}^2$	Unidad de fuerza del sistema internacional.

<b>libra fuerza</b>	lbf	Unidad de fuerza del sistema inglés en relación a la masa de un cuerpo.
<b>kilogramo fuerza</b>	kgf	Unidad de fuerza del sistema internacional en relación a la masa de un cuerpo.
<b>libra sobre pulgada cuadrada</b>	psi, lbf/in <sup>2</sup>	Unidad de presión o esfuerzo del sistema inglés que indica la aplicación de una fuerza determinada en una unidad de superficie.
<b>kilogramo sobre centímetro cuadrado.</b>	kgf/cm <sup>2</sup>	Unidad de presión del sistema internacional que indica la aplicación de una fuerza determinada en una unidad de superficie.
<b>Pascal</b>	Pa, N/m <sup>2</sup>	Unidad de presión del sistema internacional que indica la aplicación de una fuerza determinada en una unidad de superficie.
<b>Joule</b>	J, N·m	Unidad de energía en forma de trabajo o calor en el sistema internacional.
<b>libras fuerza pie</b>	lbf·ft	Unidad de energía en forma de trabajo del sistema inglés.
<b>British thermal unit</b>	Btu, btu	Unidad de energía en forma de calor del sistema inglés.
<b>Condiciones estándar</b>	@cs	Son las condiciones a las que se mide un volumen ya sea de aceite o de gas. Se tiene por entendido que sean una atmósfera de presión y 60 °F (15.5 °C).

### 2.6.1.1 Múltiplos y Submúltiplos

Los prefijos ajustan a las unidades del sistema internacional con excepción del kilogramo.

Concepto	Abreviatura	Equivalencia	Concepto	Abreviatura	Equivalencia
<b>Múltiplos</b>			<b>Submúltiplos</b>		
<b>deca</b>	da	10 <sup>1</sup>	deci	d	10 <sup>-1</sup>
<b>hecto</b>	h	10 <sup>2</sup>	hecto	c	10 <sup>-2</sup>
<b>Kilo</b>	k	10 <sup>3</sup>	mili	m	10 <sup>-3</sup>
<b>mega</b>	M	10 <sup>6</sup>	micro	μ	10 <sup>-6</sup>
<b>giga</b>	G	10 <sup>9</sup>	nano	n	10 <sup>-9</sup>
<b>tera</b>	T	10 <sup>12</sup>	pico	p	10 <sup>-12</sup>
<b>peta</b>	P	10 <sup>15</sup>	femto	f	10 <sup>-15</sup>
<b>Exa</b>	E	10 <sup>18</sup>	atto	a	10 <sup>-18</sup>
<b>zetta</b>	Z	10 <sup>21</sup>	zepto	z	10 <sup>-21</sup>
<b>yotta</b>	Y	10 <sup>24</sup>	yocto	y	10 <sup>-24</sup>

### 2.6.1.2 Numerales

Los numerales se encuentran antecediendo a las unidades comercializables de aceite y/o gas y/o derivados.

Concepto	Abreviatura	Definición
<b>miles</b>	m	Por cada "m" se entiende que existen mil unidades ( $10^3$ ). Generalmente se acumulan hasta tres emes "mmm" por lo que se entienden $10^9$ unidades.
<b>billón</b>	bn, b	Se utiliza la numeración corta, (comúnmente utilizada en Estados Unidos equivalente a $10^9$ )
<b>trillón</b>	trn	Se utiliza la numeración corta, (comúnmente utilizada en Estados Unidos $10^{12}$ )

### 2.6.2 Unidades Térmicas y de Energía

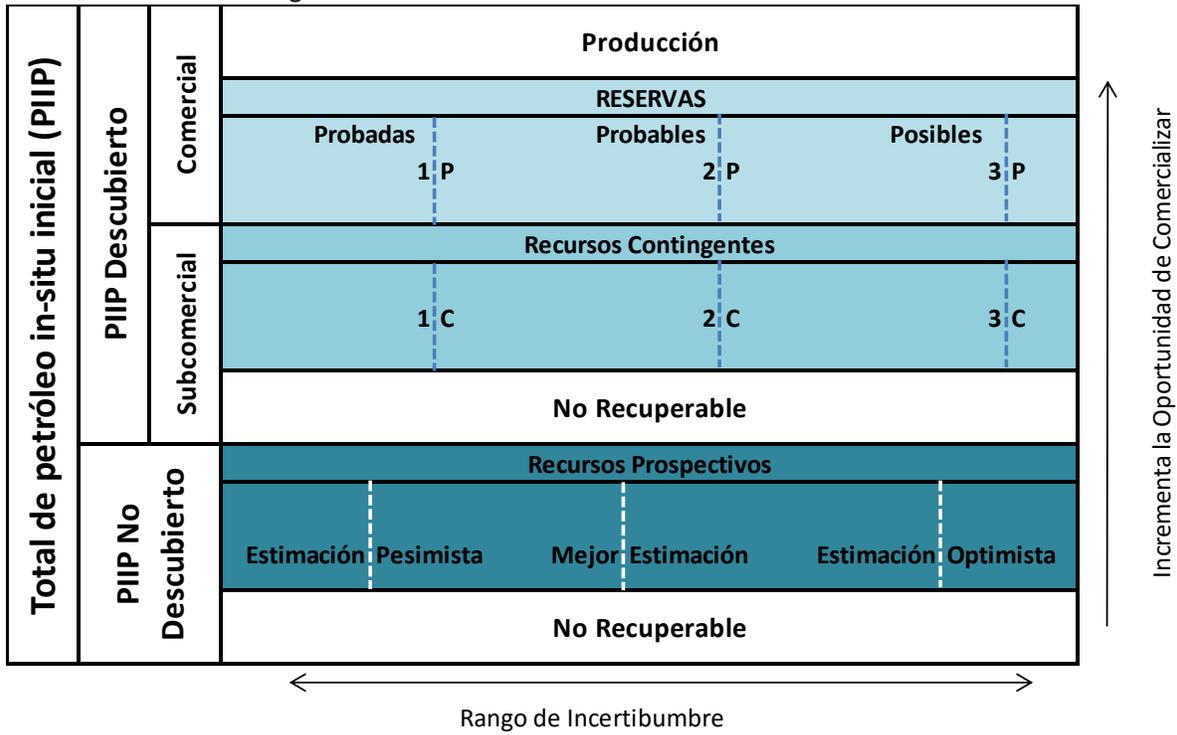
Concepto	Abreviatura	Definición
<b>Joule</b>	J, N·m	Unidad de energía en forma de trabajo o calor en el sistema internacional.
<b>libras fuerza pie</b>	lbf·ft	Unidad de energía en forma de trabajo del sistema inglés.
<b>British thermal unit</b>	Btu, btu	Unidad de energía en forma de calor del sistema inglés.
<b>caloría</b>	cal	Unidad de energía en forma de calor, proveniente del sistema internacional.
<b>grados Fahrenheit</b>	°F	Unidad de diferencia de temperatura del sistema inglés.
<b>grados Celisius</b>	°C	Unidad de diferencia de temperatura del sistema internacional.
<b>grados Kelvin</b>	°K	Unidad de temperatura absoluta del sistema inglés.
<b>grados Rankine</b>	°R	Unidad de temperatura absoluta del sistema internacional.

### 2.6.3 Clasificación de Recursos

Los recursos de aceite y gas se clasifican de la siguiente manera según su potencial comercial y de acuerdo a “Petroleum Resources Management System”.

Concepto	Abreviatura	Definición
<b>Reservas Probadas</b>	1P	Aquellas cantidades de hidrocarburos, que por medio de un análisis de datos ingenieriles y geocientíficos, se pueden estimar con certeza razonable de ser comercialmente recuperables, dada una fecha determinada y en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. (Se le asocia una probabilidad de 90% de ser recuperadas)
<b>Reservas Probadas, mas Probables</b>	2P	Aquellas cantidades de hidrocarburos, que por medio de un análisis de datos ingenieriles y geocientíficos, se pueden estimar con certeza razonable de ser comercialmente recuperables, dada una fecha determinada y en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Adicionalmente de las reservas 1P (Se le asocia una probabilidad de 50% de ser recuperadas)
<b>Reservas Probadas, mas Probables, mas Posibles.</b>	3P	Aquellas cantidades de hidrocarburos, que por medio de un análisis de datos ingenieriles y geocientíficos, se pueden estimar con certeza razonable de ser comercialmente recuperables, dada una fecha determinada y en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Adicionalmente de las reservas 2P (Se le asocia una probabilidad de 10% de ser recuperadas)
<b>Recursos Contingentes</b>	C1, C2, C3	Son las cantidades de hidrocarburos estimadas a partir de una fecha determinada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones ya conocidas por aplicación de proyectos de desarrollo, pero que no se consideran en la actualidad para ser comercialmente recuperables debido a una o más contingencias. Estos recursos son del tipo de recursos recuperables descubiertos. (Se les asocia un escenario pesimista, medio y optimista C1, C2 y C3 respectivamente)
<b>Recursos Prospectivos</b>		Son aquellas cantidades de hidrocarburos que a partir de una fecha determinada, se estima que puedan ser potencialmente recuperables en acumulaciones no descubiertas.

Figura 19.- Marco de Clasificación de Recursos "PRMS"



## 2.6.4 Indicadores Económicos

Los indicadores económicos nos ayudan a evaluar las mejores opciones de inversión dentro de un portafolio de proyectos. En gran parte de la industria petrolera los indicadores como el VPN, EI, TIR... son muy socorridos y a partir de ellos se toman decisiones críticas.

Concepto	Abreviatura	Definición
<b>Ingresos</b>		Cantidad de dinero que entra a la caja (hipotéticamente) y que se genera por ventas y valores de rescate de los activos de un proyecto.
<b>Egresos</b>		Cantidad de dinero que sale de la caja (hipotéticamente) y que se genera a partir de todos los gastos y costos que envuelven a un proyecto.
<b>Flujo de Caja</b>	FDC, Fdc	Es la resta de Ingresos menos egresos (Ingresos - Egresos) para un periodo t en la caja.
<b>Flujo de Caja Descontado</b>	FDCD, Fdcd	Partiendo del concepto del Flujo de caja, a dicho flujo se le afecta por una tasa de descuento. Llevando valores futuros a valores presentes.
<b>Flujo de Caja Descontado Acumulado</b>	FDCDA, Fdcda	Partiendo del concepto del Flujo de caja descontado, a dicho flujo se le suma de manera que se acumule y teniendo en el último sumando el VPN.
<b>Valor Presente Neto</b>	VPN	Es un método de comparación de la rentabilidad de proyectos que involucra el concepto del valor del dinero a través del tiempo. A un VPN mayor se tendrá una mayor rentabilidad en el proyecto. Es equivalente a la suma de FDCDA.
<b>Valor Presente de Inversión</b>	VPI	Es la suma de los Egresos, afectados por una tasa de descuento. Éste indicador trae a valor presente todos los gastos involucrados en un proyecto.
<b>Tasa Interna de Retorno</b>	TIR	Es el valor de la tasa de interés que vuelve al VPN 0. Esta TIR llega a tener valores
<b>Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento</b>	TMAR	Es una tasa de rendimiento que de manera arbitraria propone cualquier inversionista. Dicha tasa, por lo general, es mayor a la que ofrece un banco.
<b>Eficiencia de Inversión</b>	EI	Es un indicador de rentabilidad dado por la relación de VPN / VPI y puede interpretarse que de cada unidad monetaria que se invierte, otra cantidad se recupera. (Por cada dólar invertido se tienen tantos dólares recuperados.)

### Capítulo 3.- Procesos de Regasificación

Los procesos a los que se somete el gas son muy diversos, pero fácilmente se pueden resumir para hacer una breve introducción en el tema. El gas pasa de un *estado A*, con el que llega a alguna estación de recolección; a un *estado A'*, con el que se puede expender y consumir; al final llega a un *estado B*, mediante el cual será más fácil su transporte.

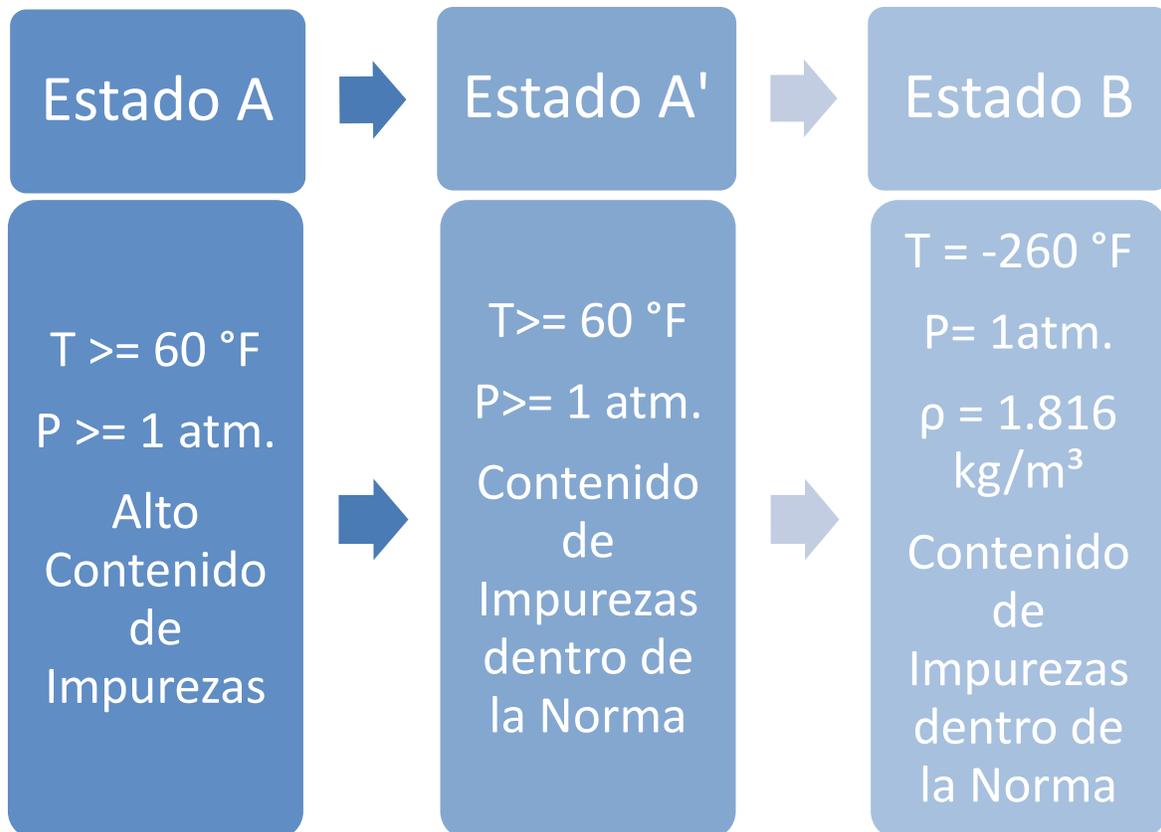
El *estado A* es el estado en que se recibe el gas, el gas se encuentra todavía en estado gaseoso y puede contener impurezas.

El *estado A'* se logra tras el proceso de extracción de impurezas, la explicación de la notación (*A'*) es meramente porque es similar al *estado A* con la diferencia que su contenido de impurezas está dentro de las normas que solicita el comprador.

El *estado B* es el estado en que ya se puede licuar el gas para su envío. Durante los procesos de enfriamiento todavía se le pueden extraer condensados y fracciones de gas más pesadas como: el propano, etano y butano.

Tras ser exportado el gas, la estación de regasificación se encarga de que pase del *estado B* (como es recibido), al *estado A'* (como es distribuido o vendido).

Figura 20.- Estados del gas durante el proceso de importación y exportación de ultramar.



### 3.1 Recolección de gas

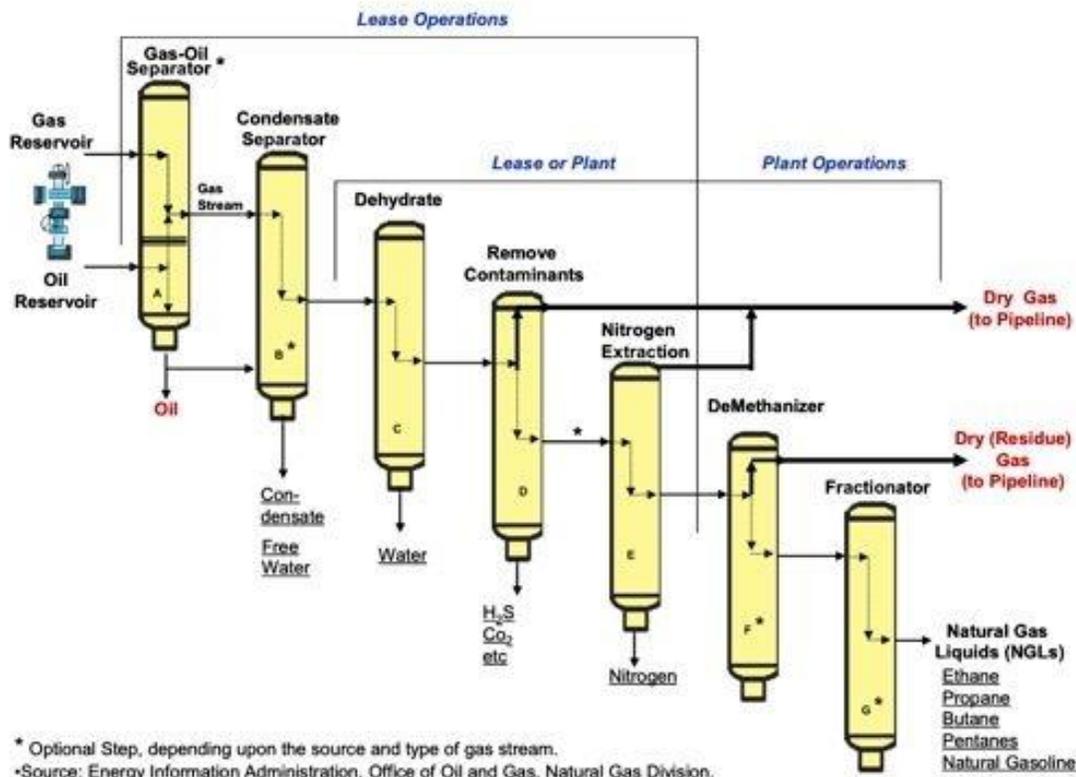
El proceso de recolección de gas implica el desplazamiento que debe tener el gas bruto desde el pozo hasta llegar a una estación de recolección. (Estado A)

### 3.2 Tratamiento de gas recolectado

El gas bruto recolectado en superficie generalmente contiene impurezas; gases como H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, He, N<sub>2</sub> conforman los gases no hidrocarburos que provocan problemas en las líneas de producción y que generan compuestos tóxicos altamente contaminantes, de ser quemados durante el consumo del gas natural. Además de esos gases, el gas bruto llega con cierta cantidad de vapor de agua, es por eso que también existe una fase durante el tratamiento para retirar el agua que contiene.

De igual manera, existen gases hidrocarburos como etano, butano, propano, pentano, entre otros; los gases hidrocarburos más pesados conforman el Gas Licuado de Petróleo (GLP). El Gas LP generalmente es enviado a instalaciones de petroquímica donde a la postre será comercializado.

Figura 21.- Tratamiento del Gas Recolectado



Origen: Andrew Inkpen / Michael H. Moffett, The global oil & gas industry.

### 3.3 Recuperación de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Tras el enfriamiento del gas y dependiendo de las condiciones de composición y equilibrio vapor líquido, se pueden extraer las fracciones pesadas que conforman el Gas LP. De no llevarse a cabo la separación del Gas LP, dicho gas se puede congelar en las fases criogénicas.

### 3.4 Recuperación de condensados (y separación de gas rectificado)

Todos los hidrocarburos líquidos que se desprenden de la mezcla de gas que llega a la estación de licuefacción se recolectan para ser enviados a tratamiento en alguna instalación de petroquímica y los gases que libere mientras se estabiliza entran al proceso de tratamiento.

A todos los condensados recolectados a lo largo del tratamiento del gas se les conoce como Líquidos del Gas Natural (LNG).

Los procesos tradicionalmente se repiten una vez (a partir del tratamiento del gas hasta la recuperación de condensados) para evitar que compuestos indeseables estén presentes en el producto exportable así como en el proceso de licuefacción.

### 3.5 Licuefacción

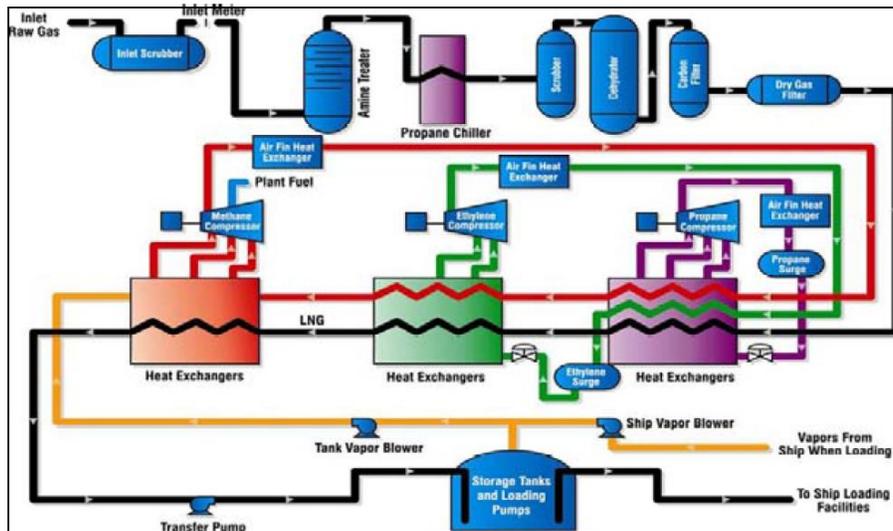
- i. Proceso Cascada de Refrigerantes Puros (Refrigerante único por etapa) [Pure Refrigerant Cascade Process]

El proceso cascada consta de 3 etapas, cada etapa significa tener un ciclo de refrigeración al que se somete el gas natural libre de impurezas.

La primera etapa de enfriamiento se realiza con propano ( $C_3H_8$ ), la segunda se da con etileno ( $C_2H_4$ ) y la tercera etapa es realizada a través de metano ( $CH_4$ ). Todas las etapas son independientes entre sí, sólo la línea de gas natural es la que se hace pasar a través de todos los evaporadores, donde se da el intercambio de calor.

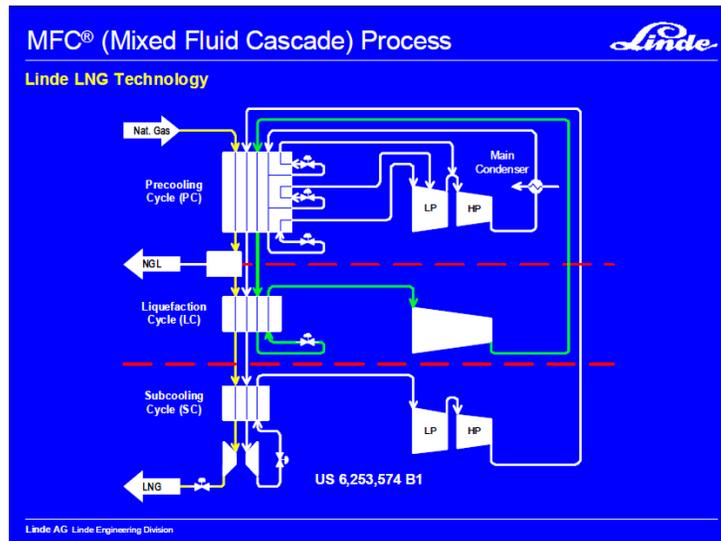
Existen múltiples variantes de éste sistema, empresas como Phillips y Linde (fluido mixto Fig. 21.2) tienen sus procesos de cascada con mejoras en el proceso.

Figura 22.1.- Proceso Cascada de Refrigerantes Puros



Origen: Michael S. Choi, SPE133722 LNG for Petroleum Engineers.

Figura 22.2.- Proceso Cascada de Refrigerantes Mixtos



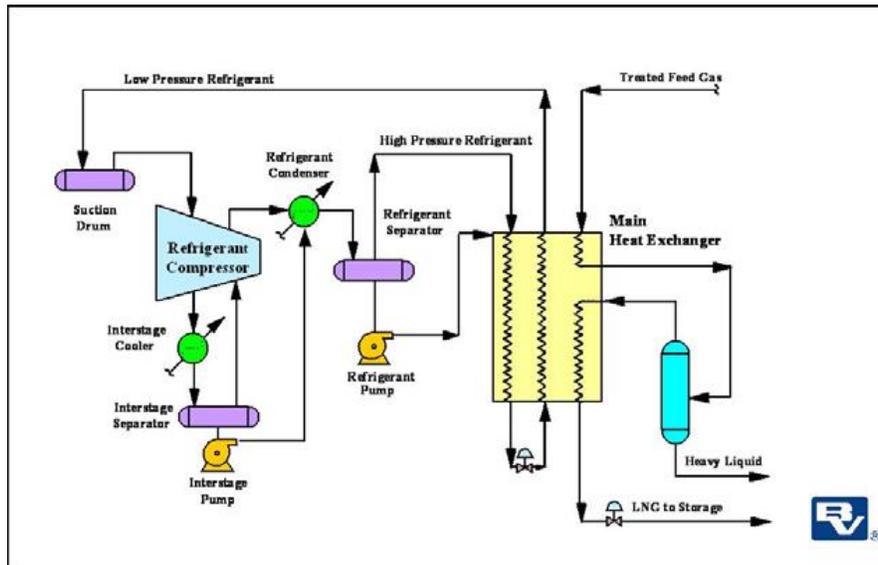
Origen: Michael S. Choi, SPE133722 LNG for Petroleum Engineers.

ii. Proceso de Refrigerante Mixto [Mixed Refrigerant Process]

En éste proceso, por lo general, se hace una mezcla de gases (que fungen como refrigerantes) tales como propano, metano, etano y nitrógeno. La mezcla de refrigerantes corre a lo largo de un solo ciclo. La temperatura deseada se alcanza en el evaporador del ciclo.

El equipo necesario es notablemente más reducido que el proceso de cascada, pero el consumo de energía es mucho mayor, lo que ha provocado una restricción a la popularización de su uso.

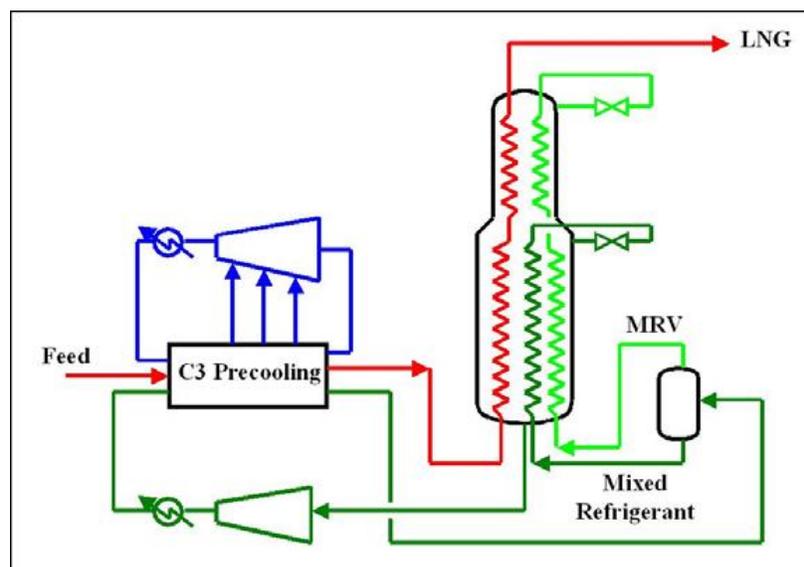
Figura 23.- Proceso de Refrigerante Mixto



Origen: Michael S. Choi, SPE133722 LNG for Petroleum Engineers.

- iii. Proceso de Refrigerante Mixto Pre Enfriado [Pre-Cooled Mixed Refrigerant Process] Éste proceso es generalmente conocido como proceso MCR (Multi-Component Refrigerant) y es la combinación de los dos procesos anteriormente explicados. Es por mucho el proceso predilecto, dentro de la industria, hoy en día.

Figura 24.- Proceso de Refrigerante Mixto Pre Enfriado



Origen: Michael S. Choi, SPE133722 LNG for Petroleum Engineers.

### 3.6 Almacenamiento (terminal de carga)

El almacenamiento es por mucho la fase dentro del proceso de licuefacción que ocupa mayor espacio en la planta. Tradicionalmente un tanque de almacenamiento tiene un aforo de 140,000 m<sup>3</sup>, pero últimamente se tienen tanques de 180,000 m<sup>3</sup> de aforo.

Un tanque de almacenamiento llega a medir hasta 75m de diámetro y 40m de altura; es construido a base de materiales que aíslan térmicamente su contenido, con el objetivo de mantenerse en un rango por debajo de 0.05% de evaporación del total del tanque por día.

El gas que llega a evaporarse dentro del tanque puede ser rescatado y comprimido para consumo dentro de la planta.

La información se complementa en el apartado de Almacenamiento terminal de descarga.

### 3.7 Transporte, Carga y Descarga

El transporte de LNG se puede realizar a través de embarcaciones, tráiler o ferrocarril. Para efectos del presente trabajo, la atención se enfocará en el transporte marítimo.

Los tanques de almacenamiento alojan en su interior bombas sumergibles de descarga (carga de la embarcación) distribuidos en cuatro brazos y un quinto brazo para recircular el gas evaporado.

Una embarcación propia del transporte del LNG tiene las siguientes dimensiones (aproximadamente):

- i. 300m de eslora (largo)
- ii. 43m de manga (ancho)
- iii. 12m calado (inmersión del buque en el agua)

El buque puede llegar a desarrollar velocidades de 21 nudos (39km/h), mayor a la de un buque de aceite. El diseño del buque puede ser esférico de Moss (Fig. 4) o geométrico de membrana (Fig. 5) y deben cumplir con los estándares internacionales para poder navegar (IMO, IGC, USCG, entre otros).

Los buques tanque transportadores de LNG han viajado más de 100 millones de millas sin accidentes mayores, muertes a bordo ni pérdida del cargamento. Según datos recientes de la agencia MSNBC.

La descarga de un buque se hace por medio del mismo mecanismo de carga, o sea mediante el sistema de brazos. La seguridad en este punto de la cadena de valor es primordial, por lo que el sistema de brazos posee un sistema de desconexión de emergencia con el propósito de evitar ruptura en los brazos y una inminente fuga del producto. El buque también está equipado con un sensor de posición para asegurarse que la embarcación se encuentre dentro del rango de seguridad permitido

Actualmente, también se cuenta con sistemas que descargan el producto directamente de la embarcación en forma de gas, éste tipo de embarcaciones cuenta con un sistema de vaporizadores a bordo que regasifican el LNG, se conectan a una boya y hacen la transferencia del gas directamente a una red de ductos.

Figura 25.- Embarcación tipo Esférico de Moss



*Origen: GIIGNL LNG Information Paper No. 3, LNG Ships.*

Figura 26.- Embarcación tipo geométrico de membrana



*Origen: GIIGNL LNG Information Paper No. 3, LNG Ships.*

### 3.8 Almacenamiento (terminal de descarga)

Si se optó por una planta regasificadora para la transferencia y custodia del LNG en el puerto importador, entonces:

- i. Se debe contar con líneas de descarga aisladas térmicamente, desde el puerto hasta el tanque almacenador.
- ii. Se debe contar con algún tanque almacenador, aislado térmicamente y con las especificaciones para manejo de LNG.

Un tanque de LNG está diseñado para soportar temperaturas criogénicas, mantener el líquido a baja temperatura y minimizar el volumen que se llegue a evaporar. Las cantidades que se llegan a evaporar se les conoce, por su apelativo en inglés, como “Boil-off gas”. El gas evaporado es capturado y posteriormente:

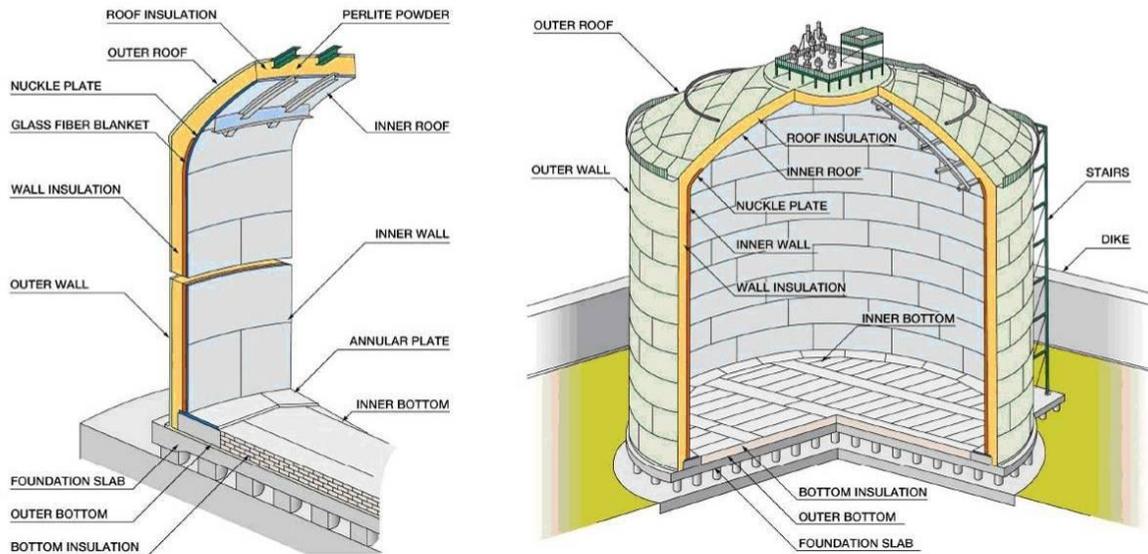
- i. Recondensado para ser enviado al evaporador con el resto del LNG o comprimido y enviado a la línea de distribución.
- ii. Reinyectado al buque tanque para mantener la presión en tanque de descarga.
- iii. Venteado o quemado (esporádicamente, por accidente o por cuestiones de seguridad.)

Una unidad de almacenamiento se diseña con su respectiva instalación de quema y venteo, esta se usa como un último recurso en casos que la seguridad se vea comprometida dentro de la planta. El caso más común es la sobre presión dentro del tanque debido al “rollover”. Un rollover es un evento, generado dentro del tanque de almacenamiento, debido a la intensa liberación de vapor que resulta de la estratificación. La estratificación se da tras combinar dos composiciones diferentes de LNG y se puede prevenir con un equipo de densitómetros para monitorear la generación de estratos.

En una terminal de descarga se cuentan con dos tanques de almacenamiento o más, y existen varios tipos, por ejemplo:

- i. Tanque Sencillo.  
A pesar que las características varían de tanque a tanque, un tanque sencillo tiene un contenedor de níquel acero 9%, cubierto por su respectivo aislamiento y una coraza que no necesariamente permite la contención del líquido. Usualmente el aislante térmico utilizado en el espacio anular es conocido como perlita (perlite), y adicionalmente, se tiene un dique que rodea la circunferencia del tanque, evitando así las potenciales fugas.

Figura 27.- Tanque Sencillo

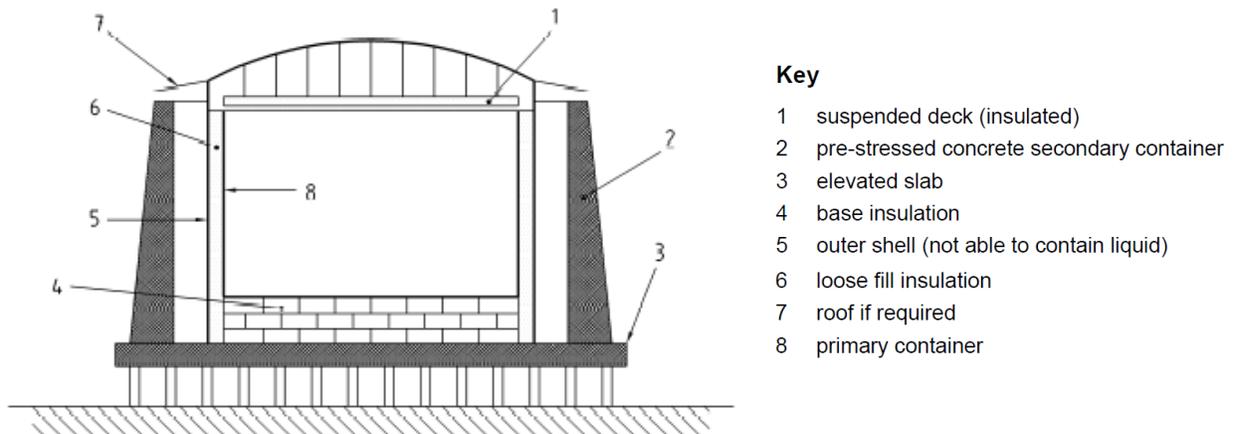


*Origen:* GIIGNL LNG Information Paper No. 5, Managing LNG Risk Containments. (Sólo para fines ilustrativos).

ii. Tanque Doble.

Éste tanque está conformado por un contenedor interno, rodeado con un contenedor externo y ambos contenedores tienen la capacidad de contener el gas. En esta configuración el segundo tanque también evita el intercambio de vapor con el exterior. La última barrera de seguridad es un foso pequeño que impide la potencial fuga del líquido.

Figura 28.- Tanque Doble

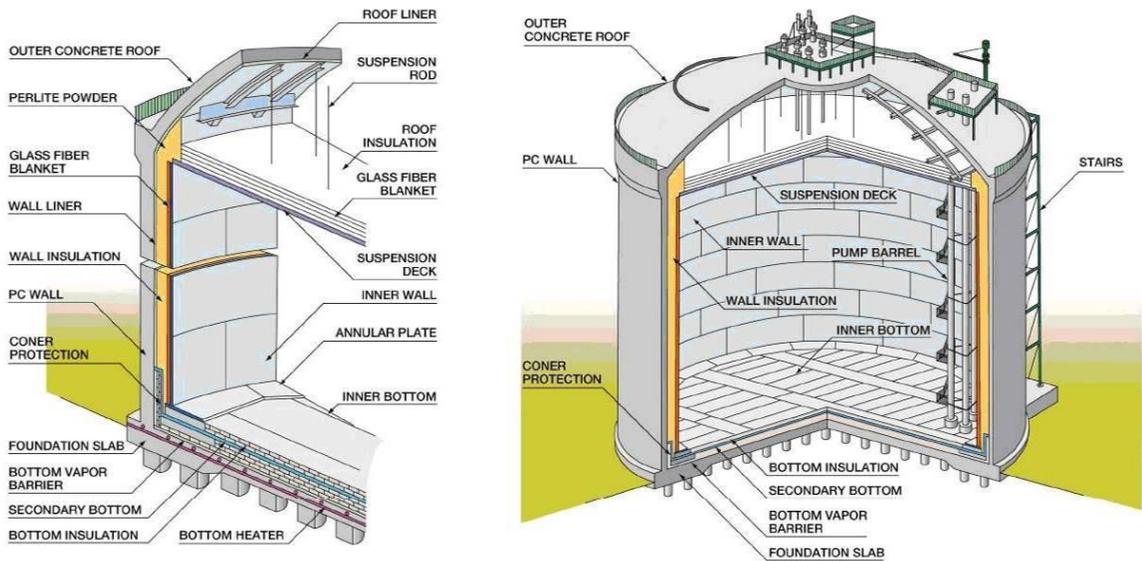


*Origen:* British Standards, Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations. (Sólo para fines ilustrativos)

iii. Tanque Doble (Full containment).

Éste tanque es una mejora de su predecesor el tanque doble, en él se tiene sellado el espacio anular entre los tanques interno y externo. En los últimos 10 años es el tanque que más se ha construido.

Figura 29.- Tanque doble (full containment)

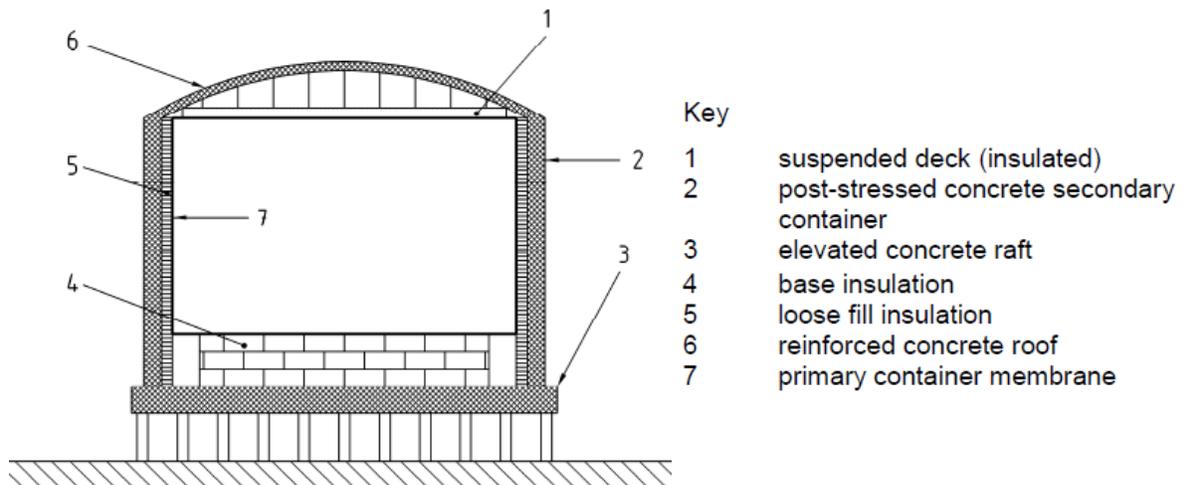


Origen: GIIGNL LNG Information Paper No. 5, Managing LNG Risk Containments. (Sólo para fines ilustrativos).

iv. Tanque de Membrana.

Éste diseño tuvo su auge en los años 70 y 80, consiste en un tanque de concreto con una capa de acero inoxidable corrugado. Tiene una gran desventaja frente a los demás diseños debido a su corta vida útil.

Figura 30.- Tanque de Membrana

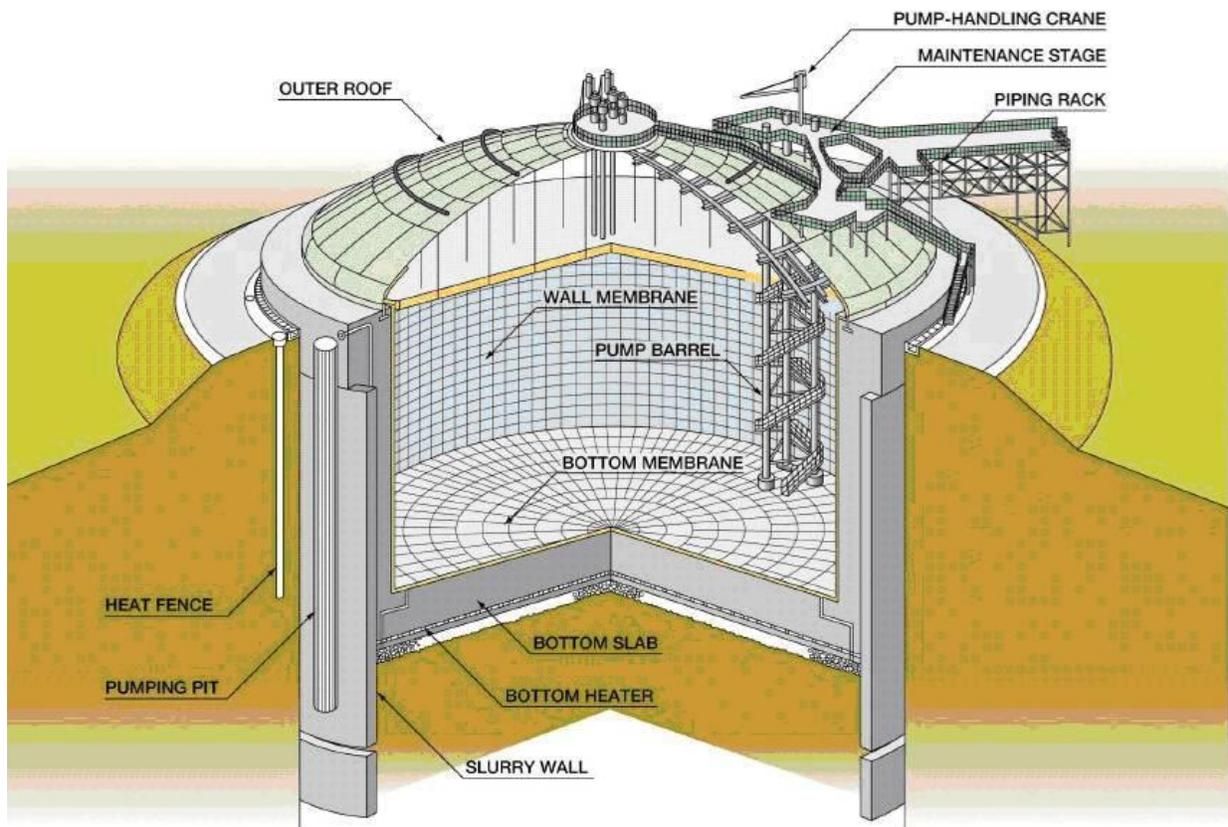


Origen: British Standards, Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations. (Sólo para fines ilustrativos)

v. Tanque Soterrado.

Como su nombre lo indica, son tanques bajo tierra que se asoman ligeramente en el terreno donde se ubique la planta. Son muy comunes en Asia, particularmente en Japón, debido a que su capacidad era mayor a la de los tanques expuestos. Actualmente, existen tanques expuestos con la misma capacidad (~200,000 m<sup>3</sup>) y por el tiempo que toma su construcción han quedado obsoletos.

Figura 31.- Tanque Soterrado



*Origen:* GIIGNL LNG Information Paper No. 5, Managing LNG Risk Containments. (Sólo para fines ilustrativos).

El almacenamiento a presión ambiental y temperaturas refrigerantes es económicamente rentable a partir de las 5,000 toneladas de LNG

### 3.9 Regasificación

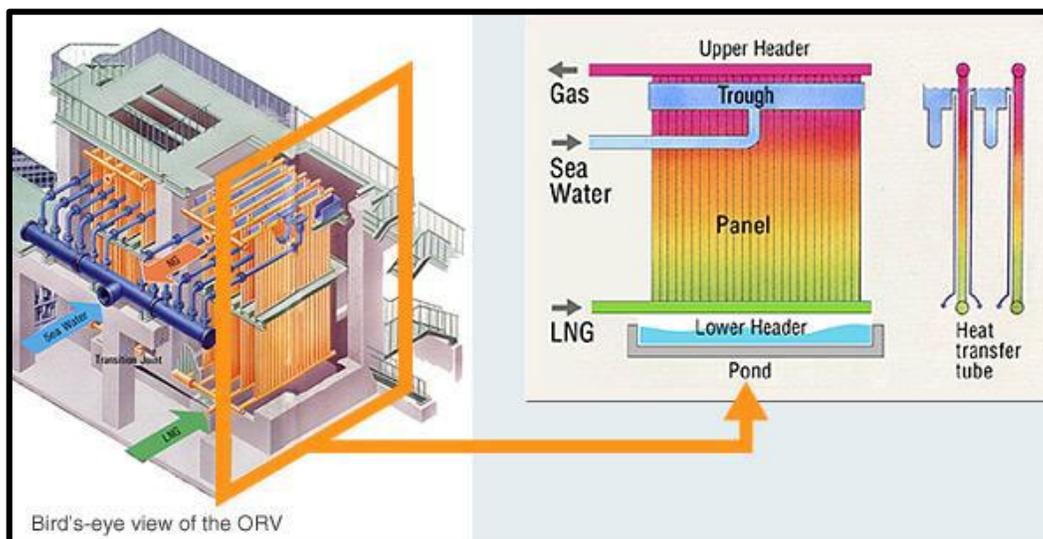
El último eslabón de la cadena de proceso es la regasificación. El gas almacenado en la terminal de descarga es enviado a los vaporizadores (evaporadores) dentro de la misma terminal para calentar y así regasificar el LNG.

Los evaporadores más utilizados dentro de la industria son:

i. Open Rack Vaporiser.

El sistema obtiene el calor necesario del agua de mar, el agua de mar es filtrada para evitar la presencia de sólidos, posteriormente pasa a través de paneles con tubos donde va el LNG. El LNG que pasa a través de los tubos es calentado y evaporado.

Figura 32.- Open Rack Vaporiser



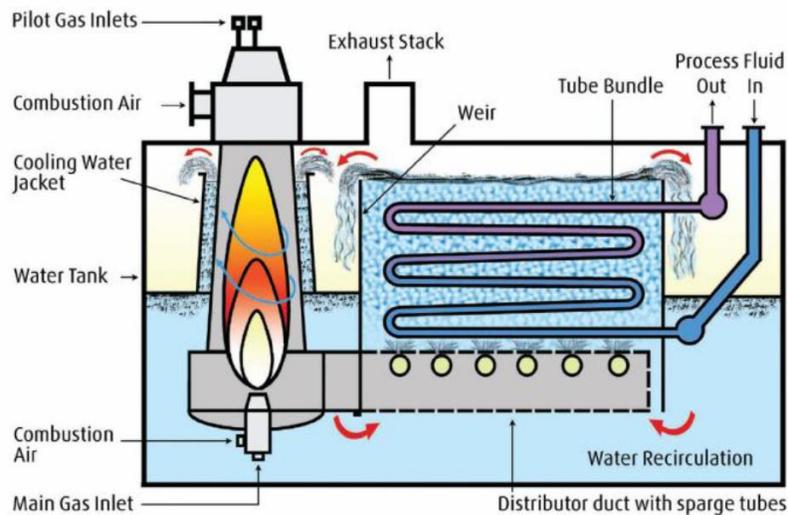
Origen: GIIGNL LNG Information Paper No. 2, The LNG Process Chain. (Sólo para fines ilustrativos)

ii. Submerged Combustion Vaporiser.

El sistema quema gas natural proveniente de la misma planta y hace pasar los gases de combustión por un baño de agua donde tiene contacto con el intercambiador de calor por donde fluye el LNG.

El burbujeo generado por los gases de combustión incrementa la eficiencia de la transferencia de calor entre el agua y el LNG, eso previene la formación de hielo en los tubulares. Éste sistema quema aproximadamente el 1.5% del gas que llega a la planta.

Figura 33.- Submerged Combustion Vaporiser



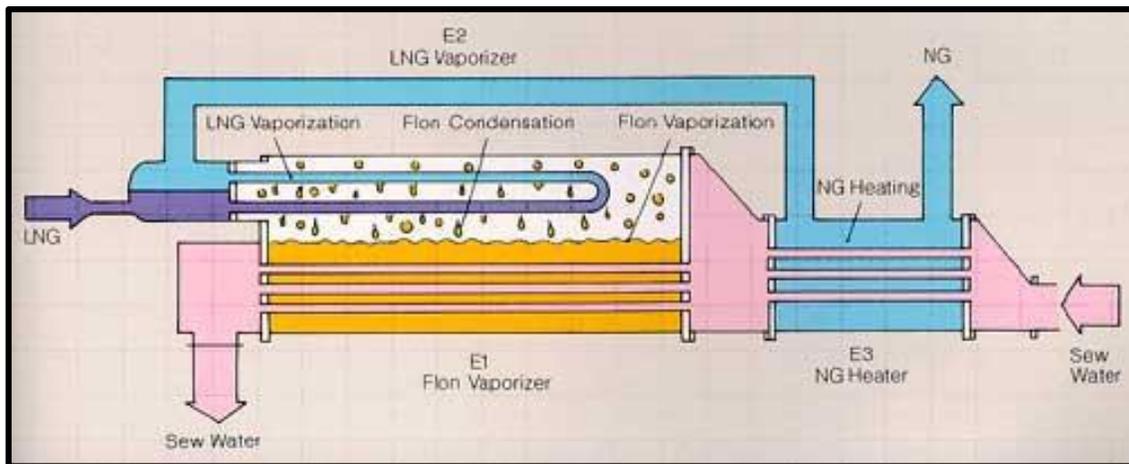
Origen: GIIGNL LNG Information Paper No. 2, The LNG Process Chain. (Sólo para fines ilustrativos)

iii. Intermediate Fluid Vaporisers.

Éste sistema se basa en dos etapas de intercambio de calor, el primero se realiza mediante el LNG y otro fluido intermedio como el propano, el segundo se realiza a través de una fuente de calor y otro fluido intermedio como el agua de mar.

El área de contacto está diseñada para maximizar el intercambio de calor entre los fluidos intermedios y el LNG así como para prevenir el congelamiento de la tubería y un subsecuente fallo.

Figura 34- Intermediate Fluid Vaporiser



Origen: GIIGNL LNG Information Paper No. 2, The LNG Process Chain. (Sólo para fines ilustrativos)

iv. Ambient Air Vaporiser.

Éste sistema utiliza el calor del aire para trabajar, es un sistema probado y es utilizado generalmente en instalaciones de menor calado tales como unidades satélite o planta

abastecidas por tráiler. Las instalaciones de éste tipo deben contar con flujo de aire asistido por ventilador de convección natural. Unas unidades más grandes han sido instaladas donde no es posible instalar sistemas de agua de mar.

Figura 35.- Ambient Air Vaporiser



*Origen:* GIIGNL LNG Information Paper No. 2, The LNG Process Chain. (Sólo para fines ilustrativos)

### 3.10 Distribución

El propietario del gas en la planta de regasificación, por lo general, tiene pactada la prestación del servicio de distribución y la venta del gas. La forma más barata y simple de la distribución es internar el gas en un sistema de ductos que lleven el gas hasta el consumidor final o en su defecto, que lo acerque a puntos de consumo donde se redistribuya.

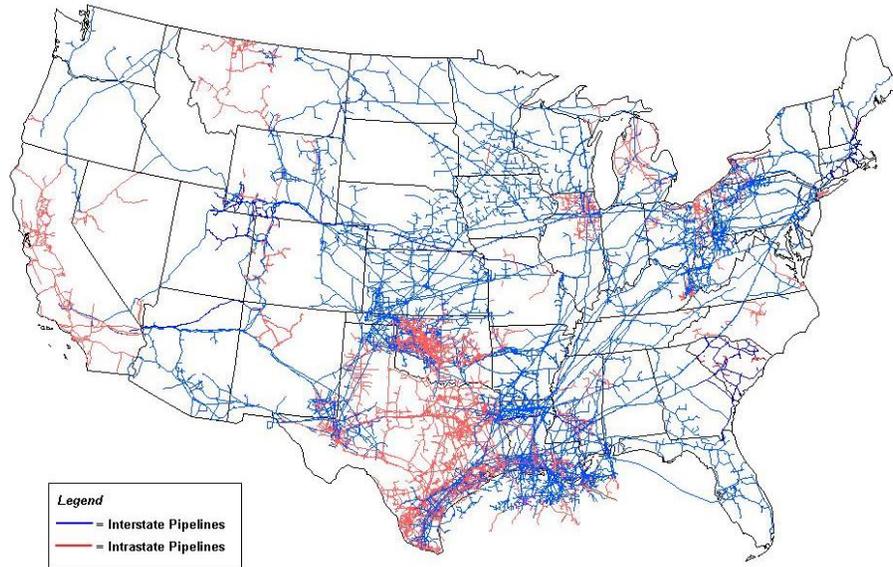
#### 3.10.1 Comparativo México-E.U.A.

En el periodo 2008-2009 se tenían en los 48 estados de los Estados Unidos (Exceptuando Alaska, Hawaii, Puerto Rico y otros territorios separados del macizo continental):

- Más de 210 sistemas de gasoductos de gas natural.
- Alrededor de 490,745 km. de líneas de transmisión de gas interestatales e intraestatales.
- Más de 1,400 estaciones de compresión para el mantenimiento de presión y aseguramiento del abasto.
- Más de 11,000 puntos de entrega, 5,000 puntos de internación, 1,400 puntos de interconexión.
- 24 centrales o mercados geográficos.
- 49 puntos de exportación y/o importación a lo largo de sus fronteras terrestres (ductos fronterizos).
- Entre otras instalaciones (LNG y almacenes de temporada).

Básicamente, las siguientes imágenes nos aclaran las cifras anteriormente expuestas.

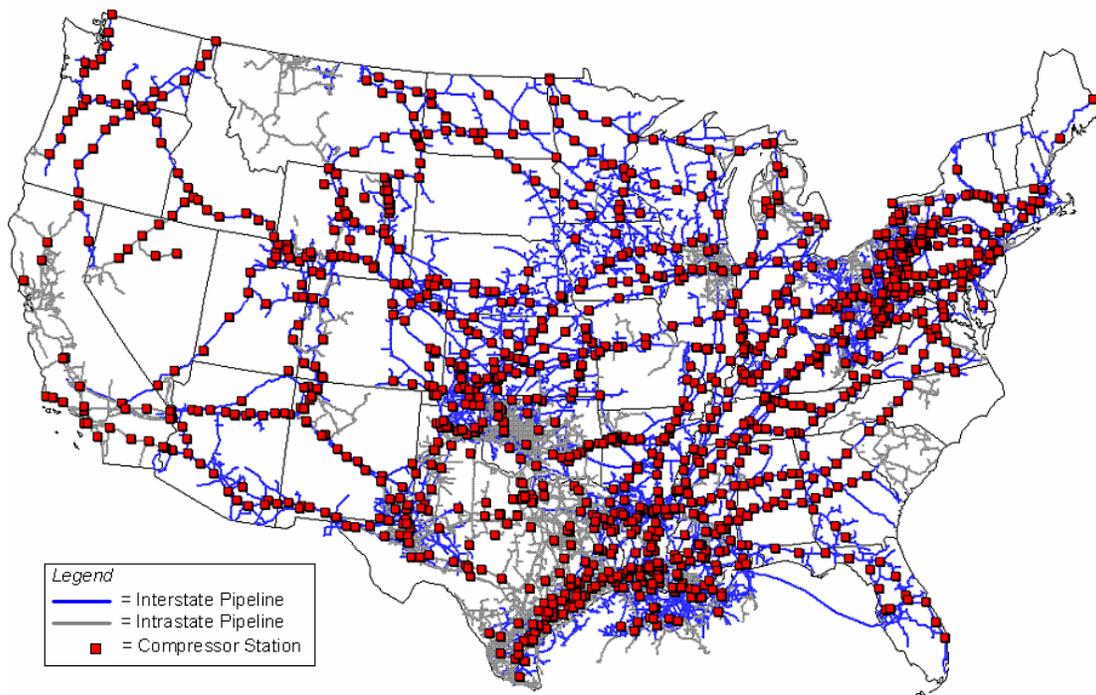
Figura 36.- Sistemas de distribución de gas en Estados Unidos.



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

*Origen:* Energy Information Administration, Office of oil & gas, Natural Gas division, Gas transportation information System.

Figura 37.- Estaciones de compresión en Estados Unidos.



*Origen:* Energy Information Administration, Office of oil & gas, Natural Gas division, Gas transportation information System.

En lo que respecta a México se tenían en el periodo 2012-2013

- 20 sistemas de distribución.
- 11,974 km. de gasoductos a lo largo del territorio nacional. (Proyectos aprobados y existentes 12-2012)
- 20 estaciones de compresión.
- 18 puntos de importación y/o exportación con EUA.

Las cifras se reflejan en las siguientes ilustraciones.

Figura 38.- Puntos de interconexión con EUA.



Origen: SENER, Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2027.

Figura 39.- Estaciones de compresión y red de gasoductos México.



El comparativo cuantitativo puede resultar de la división de la longitud de tramos entre la superficie territorial, así como el número de estaciones de compresión entre la extensión territorial.

Tabla 16.- Comparativo cuantitativo México-EUA.

País	Extensión Territorial (km <sup>2</sup> )	Longitud de la red (km)	Estaciones de Compresión (#)	Longitud de red por cada mil km <sup>2</sup>	Estación por cada millón km <sup>2</sup>
México	1,964,375	11,974	20	6.09	10.18
EUA (48)	7,653,006	490,745	1,400(*)	64.12	182.93(*)

Origen: Census, Inegi, (48) Exceptuando Alaska, Hawaii y Puerto Rico. (\*) Dato real mayor al utilizado

Es de esperarse la diferencia tan grande que existe entre los indicadores de un país desarrollado y un país en vías de desarrollo. Estos números nos indican que en México se puede invertir en ductos, que es ahí donde existe un área de oportunidad y que ahora que se tiene un superávit en la producción de gas en EUA se empieza a sentir el efecto en la parte norte de México.

El rezago en el sistema de distribución en México es tal que para que se perciba un sistema funcional, las redes deberían de triplicar su longitud.

## Capítulo 4.- Análisis y Soluciones

### 4.1 Panorama Mundial y Visión del Mercado Global del Gas Natural

Alrededor del mundo se tienen múltiples instalaciones de regasificación y licuefacción, las cuales tienen más destinos que puntos de origen. El Mercado Global del gas es digno de dividirse en 2 grandes sectores.

- a) Sector Asia-Pacífico.  
Incluye el intercambio entre Asia oriental, Oceanía, Rusia y Alaska
- b) Sector Atlántico.  
Incluye el intercambio entre Europa, África del norte y del oeste y la costa este del continente Americano.

La dependencia de Asia por el gas importado ha hecho que actualmente domine el 60% de la demanda de LNG. Del lado del sector Atlántico, se tiene un efecto contrario al prospectado, debido primordialmente al auge de la explotación de yacimientos no convencionales en EUA; que ha llevado a la demanda de LNG a cifras muy por debajo de las esperadas. Por tales motivos el panorama para el año 2020 indica que la demanda de LNG en el Sector Asia-Pacífico llegue al 75% aproximadamente y a 25% del lado del Sector Atlántico.

A pesar de que recientemente México se ha visto beneficiado del superávit en la producción de gas en EUA, al parecer los precios no se mantendrán así por mucho tiempo (3.75 USD/mmmbtu +/- 0.54 USD desde 2009 hasta 2013). En el caso en el que se les permita a ciertos operadores abrir las fronteras marítimas estadounidenses a la exportación, se apreciará el valor del gas y en dicho momento ese beneficio se perderá para México.

El sector más atractivo para la exportación sigue siendo el lado del Sector Pacífico, es ahí donde México cuenta con dos terminales de importación. Nuestro vecino del norte, EUA, no tiene mayor infraestructura de LNG en sus costas occidentales.

#### 4.1.1 El Mercado Interno

En México se puede comercializar el gas a tres sectores de consumo:

- a) Industrial.
- b) Comercial.
- c) Residencial y Autotransporte.

Los tres sectores arriba enlistados tienen diferentes volúmenes de consumo y por ende se les puede vender a precios diferentes. El sector Residencial y Autotransporte se le puede ver como un sector minorista, el sector comercial es un sector de medio mayoreo y por último el sector Industrial es el sector mayorista. El precio al que se les vende a cada sector de consumo varía dependiendo de la distribución y no necesariamente al gas que reciben.

Dentro del consumo nacional el sector Industrial abarca el 98.35% del total, seguido por el sector Residencial y Autotransporte 1.25% y por último el sector Comercial 0.4%. Hay que descontar del sector industrial la componente petrolera debido a que gran parte de éste sector también es ofertante o se puede autoabastecer (el sector petrolero representa 32.1% del total nacional). Los porcentajes quedan de la siguiente manera, Industrial 97.55%, Residencial y Autoabastecimiento 1.85% y Comercial 0.6%.

Con los porcentajes de consumo se puede ponderar un precio de gas que se pone a la venta dentro del territorio nacional.

Tabla 17.- Ponderación de precios finales al consumidor.

Sector	Porcentaje de Demanda Nacional	Precio Promedio del Gas	Tarifa de Distribución	Precio al Público sin IVA	Precio Ponderado Nacional
Industrial	97.55%	\$3.43	\$1.43	\$4.86	
Comercial	0.6%	\$3.43	\$2.96	\$6.39	
Residencial y Autotransporte	1.85%	\$3.43	\$7.98	\$11.41	\$4.99

*Origen:* CRE, SIE SNER. (Precios en dólares USD, 15MXN/USD @2015)

Para hacer atractivo el hecho de importar gas en su forma de LNG, es necesario hacer que el gas llegue al usuario final a un precio menor de 4.99 USD/mmbtu. Además, notablemente, hay que centrar los esfuerzos en el sector de mayor demanda.

Al hacer una réplica del caso que se presenta en el artículo “LNG Economics” donde se hace el análisis económico del proyecto de la estación de regasificación Lake Charles, en el Golfo de México (EUA), trayendo el gas desde Nigeria en la estación Bonny; nos podemos dar cuenta de ciertas variables económicas tanto favorables como desfavorables para este tipo de proyectos.

En México, el símil de la estación Lake Charles sería la estación LNG de Altamira.

Figura 40.- Rutas marítimas Bonny (Nigeria), Lake Charles (EUA), Altamira (México).



Origen: LNG Insight, World LNG Shipping Distances.

En el mencionado artículo se explica:

- CAPEX de Licuefacción.  
350 mmUSD para la infraestructura, mas 250 USD/ton para un tren de licuefacción de 4.2 mmtpa.
- OPEX de Licuefacción.  
0.20 USD/mmbtu y un consumo del 9% del gas bruto.
- CAPEX de Embarcación.  
180 mmUSD para un buque tanque de 135000 metros cúbicos de capacidad.
- OPEX de Embarcación.  
3.6% del CAPEX y 0.17% de gas evaporado al día (por cada día de viaje).
- CAPEX de Regasificación.  
575 mmUSD para 850 mmft<sup>3</sup>/día.
- OPEX de Regasificación.  
2.5% del CAPEX y un consumo del 2.5% del LNG.
- Un costo base de gas bruto de 3 USD/mmbtu.
- Para hacer las cifras congruentes en cada fase del proyecto se hace el análisis económico en base a cada unidad de producción (USD/mmbtu). Entiéndase que por cada mmbtu licuado, embarcado y regasificado, se le obtiene un margen de ganancia determinado.

Se puede observar el análisis económico a partir de los indicadores anteriores en el apartado 4.3 del presente trabajo.

Las perspectivas para el incremento de la demanda y el consumo en México de gas natural son muy favorables, ya que dentro de las reformas en materia de energía que se están implementando o están por implementarse, se abre el sector eléctrico a competidores. Como consecuencia, a

medida que se vayan sumando competidores de CFE (Comisión Federal de Electricidad) el sector eléctrico demandará más gas.

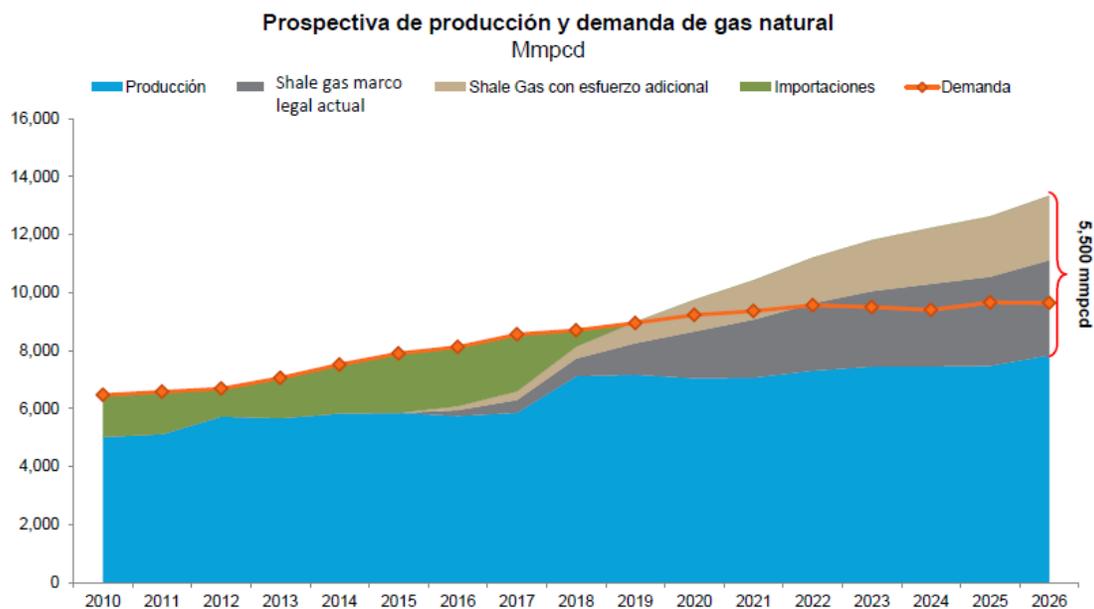
## 4.2 El Potencial “Mexican Hub” (Central de Gas Mexicano)

México a través de las reformas energéticas que está impulsando pretende atenuar los efectos en la declinación de su producción de crudo y gas. Aunado al efecto de la producción de shale gas/oil en EUA, el objetivo es extraer recursos con financiamiento extranjero y con asociaciones público-privadas y en un escenario optimista aumentar nuestra producción nacional de hidrocarburos.

Uno de los objetivos de la reforma era explotar el alto potencial que se tiene en formaciones de lutitas gasíferas y aceitosas. Las formaciones Agua Nueva, Eagle Ford, La Casita y Pimienta son las formaciones que mayor oportunidad ofrecen para el éxito de exploración y explotación de recursos en lutitas. A pesar de que los precios del petróleo y del gas han bajado en nuestra zona comercial y en el mundo; los volúmenes prospectivos que se tienen, colocan a México como el 6° lugar mundial en reservas de lutitas y en el caso en que los precios aumenten, la explotación de estos recursos será más rentable. Obviamente, se debe buscar la reducción de los costos y tiempos de perforación dado que en México se tienen costos y perforaciones por encima de los mismos que se tienen en EUA.

Figura 41.- Prospectiva de producción y demanda de gas natural (shale)

**La producción de shale gas podría hacer positiva la balanza comercial de gas natural**

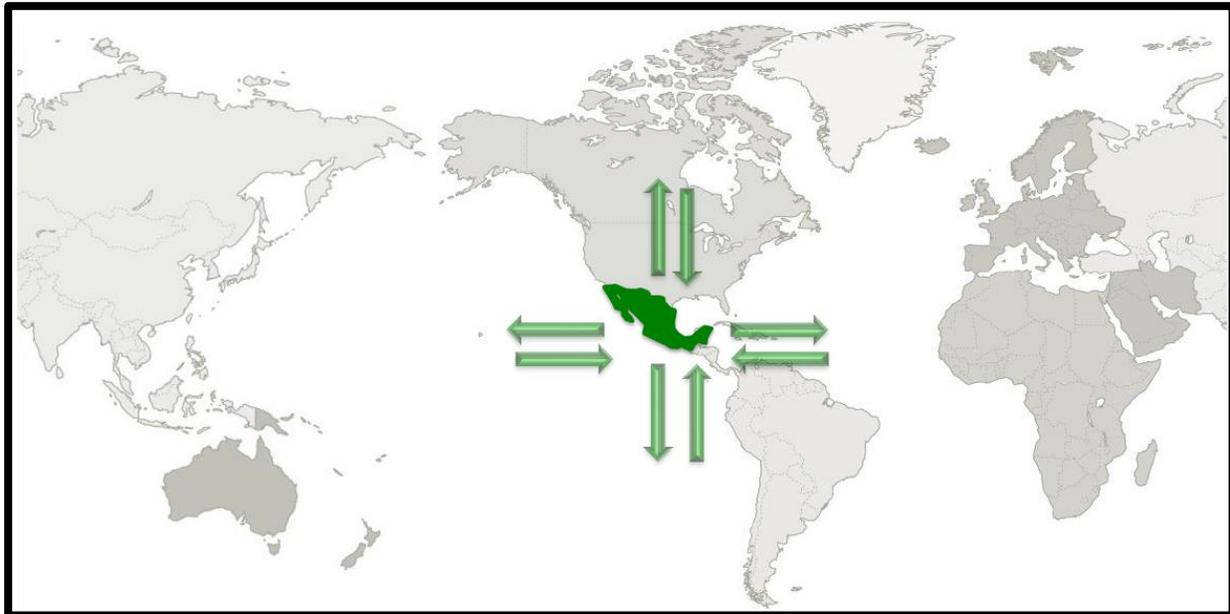


Origen: SENER, México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale gas/oil).

La prospectiva que se muestra es recogida de otro trabajo en el que por la fecha de publicación se tenían precios más atractivos para la explotación de shale gas/oil, pero se puede rescatar el

comportamiento de la demanda y la frase del encabezado “La producción de shale gas podría hacer positiva la balanza comercial de gas natural”. También se puede rescatar que la ventana de importación será más amplia; pues dentro de los procedimientos de licitación de la CNH, en lo que respecta a áreas de oportunidad de shale, se hará una revisión de dichos proyectos.

Figura 42.- Ubicación privilegiada de México en el Mercado Global.



*Origen:* CNH, Mexico's new chapter in Natural Gas, Dr. Édgar Rangel Germán.

Para aspirar a convertirnos en esa central de gas mundial se necesita poner énfasis en infraestructura de gas y elevar la producción nacional de gas natural.

Conseguir el objetivo de ser una central de gas mundial es un reto que tiene México en sus manos. Aquello que hace a México tan atractivo, para estos fines, es su ubicación geográficamente privilegiada y la posibilidad de ser partícipe en los dos mercados internacionales (Pacífico, Atlántico) y con otro mercado potencial como EUA, que aunque hoy en día es autosuficiente, a lo largo de la historia ha sido propenso tener un alto consumo y a depender de terceros en materia energética.

### 4.3 Escenarios Potenciales y Evaluación Económica

Para estudiar los escenarios potenciales de inversión se presenta una evaluación económica. La réplica de aquellos escenarios que a través de la historia reciente se han hecho semejantes a los del panorama nacional, ayudarán a entender las posibilidades que se tienen para instalar una nueva estación de regasificación en México.

Para homologar los costos de inversión, se obtendrán los precios unitarios de equilibrio en unidades de USD/mmbtu.

- Réplica caso Nigeria – Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Como ya se ha mencionado, la réplica de éste caso obedece a fines comparativos. Casos que en años anteriores se llevaron a la realización y que se han considerado como exitosos pero que últimamente se han visto poco incentivados para su desarrollo.

Se considera que se crea una cadena de valor desde la zona marina de producción en Nigeria y que culmina con la regasificación del LNG en las costas del este de los Estados Unidos de América.

Consideraciones:

- 1) CAPEX Licuefacción.- Se tiene una instalación de licuefacción en Nigeria con capacidad anual de 4.2 millones de toneladas con un valor de 350 millones de dólares (MMUSD) y adicionalmente un costo de 250 USD/ton de capacidad. Los costos se traducen en 6.45 USD/mmbtu.

$$CAPEX \text{ Liq.} = \frac{350'000,000 + (4'200,000 * 250)}{4'200,000 * 51.69} = 6.45 \text{ USD/mmbtu}$$

- 2) OPEX Licuefacción.- Se tienen costos fijos de licuefacción de 0.20 USD/mmbtu y un consumo de 9% del gas recibido. El gas que se recibe en la terminal llega con un valor comercial de 3.00 USD/mmbtu.

$$OPEX \text{ Liq.} = 0.20 + (3.00 * 0.09) = 0.47 \text{ USD/mmbtu}$$

- 3) CAPEX Embarcación.- Los costos de tener a disposición un embarque con capacidad de 135,000 m<sup>3</sup> es de 180 millones de USD, la embarcación viaja una distancia de 6,156 millas náuticas para tener una media de 12 viajes redondos anuales entre el puerto de destino y de embarque. El costo unitario es de 4.65 USD/mmbtu.

$$CAPEX \text{ Emb.} = \frac{180'000,000}{135,000 * 12 * 23.9} = 4.65 \text{ USD/mmbtu}$$

- 4) OPEX Embarcación.- Los costos fijos son del 3.6% del CAPEX respectivo y un consumo de 0.17% por cada día de viaje. El gas que se embarca tiene un valor comercial de 4.71 USD/mmbtu

$$OPEX \text{ Emb.} = (4.65 * 0.036 + 29.17 * 0.0017 * 4.71) = 0.40 \text{ USD/mmbtu}$$

- 5) CAPEX Regasificación.- 575 millones de USD por una capacidad de 850 mmmft<sup>3</sup> diarios.

$$CAPEX \text{ Regas.} = \frac{575'000,000}{850'000,000 * 350 * 0.0011} = 1.76 \text{ USD/mmbtu}$$

- 6) OPEX Regasificación.- 2.5% del CAPEX y 2.5% del gas recibido. El gas que entra a la planta de regasificación se estima con un precio de 6.03 USD/mmbtu.

$$OPEX \text{ Regas.} = 0.025 * (1.76 + 6.03) = 0.19 \text{ USD/mmbtu}$$

Figura 43.- Desglose de CAPEX y OPEX caso Nigeria-EUA.

a	Costa del Golfo USA
to	
	<b>Licuefacción</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 6.45
Costo inicial (\$)	\$ 350,000,000
Costo por capacidad (\$/ton)	\$ 250
Capacidad Anual (ton)	4,200,000
Factor (ton/mmbtu)	51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.47
Costo fijo (\$)	\$ 0.20
Costo de consumo (\$)	\$ 0.27
Porcentaje de consumo (%)	9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 3.00
	<b>Embarcación</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 4.65
Costo inicial (\$)	\$ 180,000,000
Capacidad buque (liq m3)	135,000
Viajes Anualmente (#)	12.00
Velocidad buque (nudos)	17.59
Distancia puerto a puerto (mn)	6,156
Factor (liq m3/mmbtu)	23.90
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.40
Porcentaje del CAPEX (%)	3.60%
Consumo diario de gas (%)	0.17%
Días de viaje redondo (días)	29.17
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 4.71
	<b>Regasificación</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 1.76
Costo inicial (\$)	\$ 575,000,000
Capacidad de regasificación (ft3/d)	850,000,000
Factor (mmbtu/ft3)	0.0011
Capacidad de regasificación (m3/año)	8,785,301,655
Factor (m3/mmbtu)	1.0000
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.19
Porcentaje del CAPEX (%)	2.50%
Consumo de gas (%)	2.50%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 6.03

Con los costos ya descritos se procede a la realización del análisis del valor presente neto (VPN) y obtener sus indicadores económicos. Para este proyecto se plantea un interés del 15% para el caso base, un horizonte de 25 años de operación y 4 años para poder arrancar el proyecto en todas sus fases.

Bajo las condiciones dadas, aunado a un precio de mercado de \$5.00 USD/mmbtu para el consumidor final, se puede ver que el proyecto tiene indicadores negativos. El punto de equilibrio se alcanza hasta los 7.09 USD/mmbtu.

Aunque el origen de la información que se utilizó para hacer la réplica de éste caso se originó en 2009; la fuente original es de un origen más antiguo en épocas cuando el precio en Henry Hub era de 8.00 USD/mmbtu. De dicho modo ya se tendrían indicadores positivos y una ganancia 3.87 USD/mmbtu vendidos. Para obtener una utilidad bruta de 20'661,556 MMUSD y una escueta El del 13%.

Figura 44.- Indicadores económicos caso Nigeria-EUA (precios de mercado '15 y precio de mercado '04).

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	5.00	\$	8.00
Punto de equilibrio	\$	7.09	\$	7.09
tiempo (años)		29		29
Interés (%)		15%		15%
TIR		4.07%		18%
Factor1 (P/A)		6.46		6.46
Factor2 (P/F)		0.66		0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>-\$</b>	<b>8.88</b>	<b>\$</b>	<b>3.87</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>30.13</b>	<b>\$</b>	<b>30.13</b>
<b>VPN/VPI</b>	<b>-</b>	<b>0.29</b>		<b>0.13</b>

Para aquel entonces cuando se iniciaron los proyectos de LNG en la costa este de EUA, la tendencia de los precios del gas era a la alza.

- **Análisis del supuesto Nigeria – Altamira, México.**

El caso de Altamira es el más parecido a lo realizado en el artículo SPE del caso Nigeria-EUA. Aquí se tienen ya ciertas diferencias con el caso anterior que radican en la capacidad y costo de la planta de regasificación.

El método utilizado en la réplica del caso Nigeria-EUA se aplica para éste caso; así que muchos de los cálculos realizados son parecidos y en ocasiones son exactamente iguales, así que para las consideraciones sólo se mostrará el valor de las consideraciones.

Consideraciones:

- 1) CAPEX Licuefacción.- Al ser gas que proviene de la misma localización el valor es el mismo. 6.45 USD/mmbtu.
- 2) OPEX Licuefacción.- 0.47 USD/mmbtu.
- 3) CAPEX Embarcación.- La diferencia más notoria en éste rubro es la distancia que recorrerá el embarque; por tal razón se tiene un cambio en los costos respecto al caso anterior. El costo unitario es de 4.16 USD/mmbtu y el desglose se presenta de igual manera que en el caso anterior.

$$CAPEX Emb. = \frac{180'000,000}{135,000 * 13.64 * 23.48} = 4.16 USD/mmbtu$$

- 4) OPEX Embarcación.- Los porcentajes se conservan como en el caso anterior; y al ser menor el tiempo de los viajes entonces 0.36 USD/mmbtu es el costo de operativo de la embarcación.

$$OPEX Emb. = (4.65 * 0.036 + 26.75 * 0.0017 * 4.71) = 0.36 USD/mmbtu$$

- 5) CAPEX Regasificación.- La regasificadora de Altamira tuvo una inversión de 379 millones de USD por una capacidad de 7.8 billones de m<sup>3</sup> anuales.

$$CAPEX Regas. = \frac{379'000,000}{7,800'000,000 * 0.0411} = 1.18 USD/mmbtu$$

- 6) OPEX Regasificación.- Se conservan los considerandos del caso anterior.

$$OPEX Regas. = 0.025 * (1.18 + 6.03) = 0.18 USD/mmbtu$$

Figura 45.- Desglose de CAPEX y OPEX caso Nigeria-Altamira MX.

a	Altamira MEX
to	
	Licuefacción
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 6.45
Costo inicial (\$)	\$ 350,000,000
Costo por capacidad (\$/ton)	\$ 250
Capacidad Anual (ton)	4,200,000
Factor (ton/mmbtu)	51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.47
Costo fijo (\$)	\$ 0.20
Costo de consumo (\$)	\$ 0.27
Porcentaje de consumo (%)	9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 3.00
	Embarcación
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 4.16
Costo inicial (\$)	\$ 180,000,000
Capacidad buque (liq m3)	135,000
Viajes Anualmente (#)	13.64
Velocidad buque (nudos)	19.50
Distancia puerto a puerto (mn)	6,260
Factor (liq m3/mmbtu)	23.48
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.36
Porcentaje del CAPEX (%)	3.60%
Consumo diario de gas (%)	0.17%
Días de viaje redondo (días)	26.75
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 4.71
	Regasificación
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 1.18
Costo inicial (\$)	\$ 379,000,000
Capacidad de regasificación (ft3/d)	
Factor (mmbtu/ft3)	
Capacidad de regasificación (m3/año)	7,800,000,000
Factor (m3/mmbtu)	0.0411
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.18
Porcentaje del CAPEX (%)	2.50%
Consumo de gas (%)	2.50%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 6.03

Dadas las condiciones del caso actual, se observa que existe un precio de mercado equivalente a 5.00 USD/mmbtu, dicho precio no favorece al proyecto. Pero al momento en que el proyecto se generó y se aprobó, también eran épocas de un precio alto. La única manera en que el proyecto pudo haber sido optimizado era hacerse de un contrato de plazo medio con miras a extenderlo. Es admirable que de las terminales que se tienen en el país la terminal de Altamira ha sido un proyecto exitoso.

El hecho de no amarrar el proyecto a un contrato prolongado pudo mejorar la eficiencia de éste; al día de hoy todos los volúmenes que se importan por éste medio están llegando a México con un precio más elevado que aquel que ofrecen los productores

de EUA. El efecto es más visible en Altamira ya que por su ubicación geográfica tiene una competencia directa con los productores del sur de Texas.

El 18% de la EI es, al igual que el caso anterior, un indicador muy escueto para hacer competir a éste proyecto contra otros de índole petrolero.

Figura 46.- Indicadores económicos caso Nigeria-Altamira MX (precios de mercado '15 y precio de mercado '04).

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	5.00	\$8.00
Punto de equilibrio	\$	6.79	\$ 6.79
tiempo (años)		29	29
Interés (%)		15%	15%
TIR		5.14%	19.55%
Factor1 (P/A)		6.46	6.46
Factor2 (P/F)		0.66	0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>-\$</b>	<b>7.60</b>	<b>\$ 5.15</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>28.85</b>	<b>\$ 28.85</b>
<b>VPN/VPI</b>	<b>-</b>	<b>0.26</b>	<b>0.18</b>

- **Análisis del supuesto Nigeria – Mizushima, Japón.**

Japón tiene instalaciones similares a las que se tienen en Manzanillo pero sus costos de regasificación han sido estimados con un número más conservador. A pesar de ello, pueden observarse las bondades de un precio de mercado más amable con la cadena de valor integral.

Consideraciones:

- 1) CAPEX Licuefacción.- Se tiene el mismo punto de partida y por ende un precio estimado igual a 6.45 USD/mmbtu.
- 2) OPEX Licuefacción.- 0.47 USD/mmbtu.
- 3) CAPEX Embarcación.- Se tiene una distancia mayor lo que acrecentará los costos de embarcación. El costo es de 7.14 USD/mmbtu.

$$CAPEX Emb. = \frac{180'000,000}{135,000 * 7.95 * 23.48} = 7.14 USD/mmbtu$$

- 4) OPEX Embarcación.- Los porcentajes se conservan como en el caso anterior; al modificarse el CAPEX se espera otro incremento en este rubro. 0.62 USD/mmbtu.

$$OPEX Emb. = (7.14 * 0.036 + 45.91 * 0.0017 * 4.71) = 0.62 USD/mmbtu$$

- 5) CAPEX Regasificación.- A pesar de no tener un dato duro del costo de la regasificadora que existe en Mizushima, se tomó la decisión de asignarle un costo similar al del proyecto Altamira. Se sabe que tiene una capacidad de 5.8

billones de m<sup>3</sup>, lo que aumenta los costos en ésta fase y se disipa un poco el efecto tras el análisis de riesgo.

Figura 47.- Desglose de CAPEX y OPEX caso Nigeria-Mizushima JPN.

a	Mizushima JPN
to	
	<b>Licuefacción</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 6.45</b>
Costo inicial (\$)	\$ 350,000,000
Costo por capacidad (\$/ton)	\$ 250
Capacidad Anual (ton)	4,200,000
Factor (ton/mmbtu)	51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 0.47</b>
Costo fijo (\$)	\$ 0.20
Costo de consumo (\$)	\$ 0.27
Porcentaje de consumo (%)	9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 3.00</b>
	<b>Embarcación</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 7.14</b>
Costo inicial (\$)	\$ 180,000,000
Capacidad buque (liq m3)	135,000
Viajes Anualmente (#)	7.95
Velocidad buque (nudos)	19.50
Distancia puerto a puerto (mn)	10,743
Factor (liq m3/mmbtu)	23.48
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 0.62</b>
Porcentaje del CAPEX (%)	3.60%
Consumo diario de gas (%)	0.17%
Días de viaje redondo (días)	45.91
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 4.71</b>
	<b>Regasificación</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 1.59</b>
Costo inicial (\$)	\$ 379,000,000
Capacidad de regasificación (ft3/d)	
Factor (mmbtu/ft3)	
Capacidad de regasificación (m3/año)	5,800,000,000
Factor (m3/mmbtu)	0.0411
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 0.19</b>
Porcentaje del CAPEX (%)	2.50%
Consumo de gas (%)	2.50%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 6.03</b>

$$CAPEX \text{ Regas.} = \frac{379'000,000}{5,800'000,000 * 0.0411} = 1.59 \text{ USD/mmbtu}$$

6) OPEX Regasificación.- Se conservan los considerandos del caso anterior.

$$OPEX \text{ Regas.} = 0.025 * (1.59 + 6.03) = 0.19 \text{ USD/mmbtu}$$

El desglose se presenta en la Fig. 47, todos los indicadores que dependen del cambio de destino han aumentado; pero al presentar los indicadores económicos se observará que el precio de mercado tiene un impacto muy positivo en el proyecto.

Figura 48.- Indicadores económicos caso Nigeria-Mizushima.

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	16.00
Punto de equilibrio	\$	7.86
tiempo (años)		29
Interés (%)		15%
TIR		32.87%
Factor1 (P/A)		6.46
Factor2 (P/F)		0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>\$</b>	<b>34.61</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>33.39</b>
<b>VPN/VPI</b>		<b>1.04</b>

A comparación de todos los proyectos que se han analizado anteriormente donde el precio de mercado no favorece al proyecto. Aquí se observa que el precio de mercado está muy por encima del punto de equilibrio, esto nos da todas las facilidades para que el proyecto crezca. La El alcanza el 104% y este indicador es más adaptable a las carteras de proyectos petroleros.

- Análisis del supuesto Nigeria – Sagunto, España.

Las instalaciones en Sagunto tienen dimensiones similares a las de las instalaciones de EUA descritas en el artículo SPE, por ese hecho se le asignan valores parecidos a ese caso.

Consideraciones:

- 1) CAPEX Licuefacción.- Se tiene el mismo punto de partida y por ende un precio estimado igual a 6.45 USD/mmbtu.
- 2) OPEX Licuefacción.- 0.47 USD/mmbtu.
- 3) CAPEX Embarcación.- Se tiene una distancia menor lo que atenuará los costos de embarcación. El costo es de 2.45 USD/mmbtu.

$$CAPEX Emb. = \frac{180'000,000}{135,000 * 23.17 * 23.48} = 2.45 USD/mmbtu$$

- 4) OPEX Embarcación.- Los porcentajes se conservan como en el caso anterior; y al reducir el CAPEX también reducirá el OPEX. Costo igual a 0.21 USD/mmbtu.

$$OPEX Emb. = (2.45 * 0.036 + 15.75 * 0.0017 * 4.71) = 0.21USD/mmbtu$$

- 5) CAPEX Regasificación.- A pesar de no tener un dato duro del costo de la regasificadora que existe en Sagunto, se tomó la decisión de asignarle un costo similar al del proyecto de la costa del este de EUA. Se sabe que tiene una

capacidad de 8.8 billones de m<sup>3</sup>, un dato muy similar al del artículo SPE. De igual manera se toma el factor de riesgo e incertidumbre dentro del análisis de riesgo.

$$CAPEX \text{ Regas.} = \frac{575'000,000}{8,800'000,000 * 0.0411} = 1.59 \text{ USD/mmbtu}$$

6) OPEX Regasificación.- Se conservan los considerandos del caso anterior.

$$OPEX \text{ Regas.} = 0.025 * (1.59 + 6.03) = 0.19 \text{ USD/mmbtu}$$

Figura 49.- Desglose de CAPEX y OPEX caso Nigeria-Sagunto ESP.

a	Sagunto ESP
to	
<b>Licuefacción</b>	
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 6.45
Costo inicial (\$)	\$ 350,000,000
Costo por capacidad (\$/ton)	\$ 250
Capacidad Anual (ton)	4,200,000
Factor (ton/mmbtu)	51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.47
Costo fijo (\$)	\$ 0.20
Costo de consumo (\$)	\$ 0.27
Porcentaje de consumo (%)	9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 3.00
<b>Embarcación</b>	
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 2.45
Costo inicial (\$)	\$ 180,000,000
Capacidad buque (liq m3)	135,000
Viajes Anualmente (#)	23.17
Velocidad buque (nudos)	19.50
Distancia puerto a puerto (mn)	3,686
Factor (liq m3/mmbtu)	23.48
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.21
Porcentaje del CAPEX (%)	3.60%
Consumo diario de gas (%)	0.17%
Días de viaje redondo (días)	15.75
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 4.71
<b>Regasificación</b>	
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 1.59
Costo inicial (\$)	\$ 575,000,000
Capacidad de regasificación (ft3/d)	
Factor (mmbtu/ft3)	
Capacidad de regasificación (m3/año)	8,800,000,000
Factor (m3/mmbtu)	0.0411
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	\$ 0.19
Porcentaje del CAPEX (%)	2.50%
Consumo de gas (%)	2.50%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	\$ 6.03

Los indicadores del proyecto en Sagunto tienen condiciones de mercado muy favorables, lo que vuelve al proyecto otro caso de éxito. De todos los casos analizados éste es el que se encuentra más cerca del punto de origen, lo que abarata los costos de transporte.

En lo que respecta a sus indicadores económicos; el precio de mercado está muy por encima del punto de equilibrio y es un buen síntoma para atraer a la inversión, el 58% de El es un buen indicador pero al parecer sigue quedando en una posición desfavorable para la inversión dentro de una cartera de proyectos petroleros.

Figura 50.- Indicadores económicos caso Nigeria-Sagunto ESP.

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	10.00
Punto de equilibrio	\$	6.34
tiempo (años)		29
Interés (%)		15%
TIR		27.87%
Factor1 (P/A)		6.46
Factor2 (P/F)		0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>\$</b>	<b>15.55</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>26.96</b>
<b>VPN/VPI</b>		<b>0.58</b>

- Análisis de la localización propuesta Perú – Salina Cruz, Oaxaca.

La propuesta de establecerse en Salina Cruz traería a la región inversión y empleos para sus habitantes. Es uno de los puertos mexicanos más cercanos a Perú.

Consideraciones:

- 1) CAPEX Licuefacción.- Al ser Pampa Melchorita otro punto de origen del gas, se tiene un cambio en las consideraciones. En Perú se tiene una capacidad de licuefacción de 4.5 millones de toneladas anuales.

$$CAPEX \text{ Liq.} = \frac{350'000,000 + (4'500,000 * 250)}{4'500,000 * 51.69} = 6.34 \text{ USD/mmbtu}$$

- 2) OPEX Licuefacción.- 0.47 USD/mmbtu.
- 3) CAPEX Embarcación.- Se tiene una distancia menor comparado con la opción San Blas. El costo es de 1.30 USD/mmbtu y se hace un aumento a la capacidad de la embarcación, ya que hoy en día la norma es que se manufacturen con 145,000 m<sup>3</sup> capacidad.

$$CAPEX \text{ Emb.} = \frac{180'000,000}{145,000 * 23.33 * 41} = 1.30 \text{ USD/mmbtu}$$

- 4) OPEX Embarcación.- Los porcentajes se conservan como en el caso anterior; y al reducir el CAPEX también reducirá el OPEX. Costo igual a 0.12 USD/mmbtu.

$$OPEX Emb. = (1.30 * 0.036 + 8.9 * 0.0017 * 4.71) = 0.12 USD/mmbtu$$

- 5) CAPEX Regasificación.- Tomando como base el costo de la planta de Manzanillo, que es la más reciente edificación, además de ser la que se encuentra en la zona del Pacífico; se estimó un costo y una capacidad similar para el nuevo proyecto.

$$CAPEX Regas. = \frac{783'000,000}{5,200'000,000 * 0.0406} = 3.71 USD/mmbtu$$

- 6) OPEX Regasificación.- Se conservan los considerandos del caso anterior.

$$OPEX Regas. = 0.025 * (3.71 + 6.03) = 0.24 USD/mmbtu$$

Figura 51.- Desglose de CAPEX y OPEX localización propuesta Perú-Salina Cruz MX.

a		Salina Cruz Oax.
to		Licuefacción
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>		\$ 6.34
Costo inicial (\$)		\$ 350,000,000
Costo por capacidad (\$/ton)		\$ 250
Capacidad Anual (ton)		4,500,000
Factor (ton/mmbtu)		51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>		\$ 0.47
Costo fijo (\$)		\$ 0.20
Costo de consumo (\$)		\$ 0.27
Porcentaje de consumo (%)		9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>		\$ 3.00
		Embarcación
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>		\$ 1.30
Costo inicial (\$)		\$ 180,000,000
Capacidad buque (liq m3)		145,000
Viajes Anualmente (#)		41.00
Velocidad buque (nudos)		19.50
Distancia puerto a puerto (mn)		2,083
Factor (liq m3/mmbtu)		23.33
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>		\$ 0.12
Porcentaje del CAPEX (%)		3.60%
Consumo diario de gas (%)		0.17%
Días de viaje redondo (días)		8.90
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>		\$ 4.71
		Regasificación
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>		\$ 3.71
Costo inicial (\$)		\$ 783,000,000
Capacidad de regasificación (ft3/d)		
Factor (mmbtu/ft3)		
Capacidad de regasificación (m3/año)		5,200,000,000
Factor (m3/mmbtu)		0.0406
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>		\$ 0.24
Porcentaje del CAPEX (%)		2.50%
Consumo de gas (%)		2.50%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>		\$ 6.03

Los indicadores del proyecto en Salina Cruz tienen condiciones de mercado poco favorables; con el precio de venta que prevalece en el país sigue siendo un proyecto no rentable.

Analizando las variables de las que depende la rentabilidad de éste proyecto se puede ver que el precio del gas natural bruto y el precio de venta son las variables que más impactan en el proyecto. La manera en que éste proyecto pudiera ser rentable es teniendo un precio de compra de la materia prima por debajo de los 3.00 USD/mmbtu. (1.71 USD/mmbtu hace al VPN = 0). Otra de las variables que puede hacer que el proyecto sea rentable es el interés, ésta variable estando por debajo del 6.83% no arroja números positivos en el VPN.

Figura 52.- Indicadores económicos caso Perú-Salina Cruz MX.

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	5.00
Punto de equilibrio	\$	6.56
tiempo (años)		29
Interés (%)		15%
TIR		6.83%
Factor1 (P/A)		6.46
Factor2 (P/F)		0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>-\$</b>	<b>6.38</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>27.63</b>
<b>VPN/VPI</b>	<b>-</b>	<b>0.23</b>

Es evidente que el proyecto está en números rojos, por tales motivos no es viable la realización del mismo.

- Análisis de la localización propuesta Perú – San Blas, Nayarit.

El mercado interno al que se tiene acceso en Nayarit es más amplio que en comparación con Salina Cruz.

Consideraciones:

- 1) CAPEX Licuefacción.- Correspondiendo al mismo origen que en Salina Cruz, se conserva el costo de producción.

$$CAPEX \text{ Liq.} = \frac{350'000,000 + (4'500,000 * 250)}{4'500,000 * 51.69} = 6.34 \text{ USD/mmbtu}$$

- 2) OPEX Licuefacción.- 0.47 USD/mmbtu.
- 3) CAPEX Embarcación.- Se tiene una distancia mayor comparado con la opción Salina Cruz. El costo es de 2.01 USD/mmbtu y se propone una embarcación de la misma envergadura que el caso anterior.

$$CAPEX \text{ Emb.} = \frac{180'000,000}{145,000 * 23.33 * 26.48} = 2.01 \text{ USD/mmbtu}$$

- 4) OPEX Embarcación.- Los porcentajes se conservan como en el caso anterior. Costo igual a 0.18 USD/mmbtu.

$$OPEX \text{ Emb.} = (2.01 * 0.036 + 13.78 * 0.0017 * 4.71) = 0.18 \text{ USD/mmbtu}$$

- 5) CAPEX Regasificación.- Tomando como base el costo de la planta de Manzanillo, se le adiciona un 10% en el supuesto para compensar el costo de la superficie dónde se edificará; se estimó un costo y una capacidad similar para el nuevo proyecto.

$$CAPEX \text{ Regas.} = \frac{861'300,000}{5,200'000,000 * 0.0406} = 4.08 \text{ USD/mmbtu}$$

6) OPEX Regasificación.- Se conservan los considerandos del caso anterior.

$$OPEX \text{ Regas.} = 0.025 * (4.08 + 6.03) = 0.24 \text{ USD/mmbtu}$$

Figura 53.- Desglose de CAPEX y OPEX localización propuesta Perú-San Blas MX.

a	San Blas Nay.
to	
	<b>Licuefacción</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 6.34</b>
Costo inicial (\$)	\$ 350,000,000
Costo por capacidad (\$/ton)	\$ 250
Capacidad Anual (ton)	4,500,000
Factor (ton/mmbtu)	51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 0.47</b>
Costo fijo (\$)	\$ 0.20
Costo de consumo (\$)	\$ 0.27
Porcentaje de consumo (%)	9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 3.00</b>
	<b>Embarcación</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 2.01</b>
Costo inicial (\$)	\$ 180,000,000
Capacidad buque (liq m3)	145,000
Viajes Anualmente (#)	26.48
Velocidad buque (nudos)	19.50
Distancia puerto a puerto (mn)	3,226
Factor (liq m3/mmbtu)	23.33
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 0.18</b>
Porcentaje del CAPEX (%)	3.60%
Consumo diario de gas (%)	0.17%
Días de viaje redondo (días)	13.78
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 4.71</b>
	<b>Regasificación</b>
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 4.08</b>
Costo inicial (\$)	\$ 861,300,000
Capacidad de regasificación (ft3/d)	
Factor (mmbtu/ft3)	
Capacidad de regasificación (m3/año)	5,200,000,000
Factor (m3/mmbtu)	0.0406
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 0.25</b>
Porcentaje del CAPEX (%)	2.50%
Consumo de gas (%)	2.50%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>	<b>\$ 6.03</b>

El proyecto San Blas también tiene condiciones de mercado poco favorables, en éste tipo de ambientes económicos no es recomendable emprender éste tipo de proyectos.

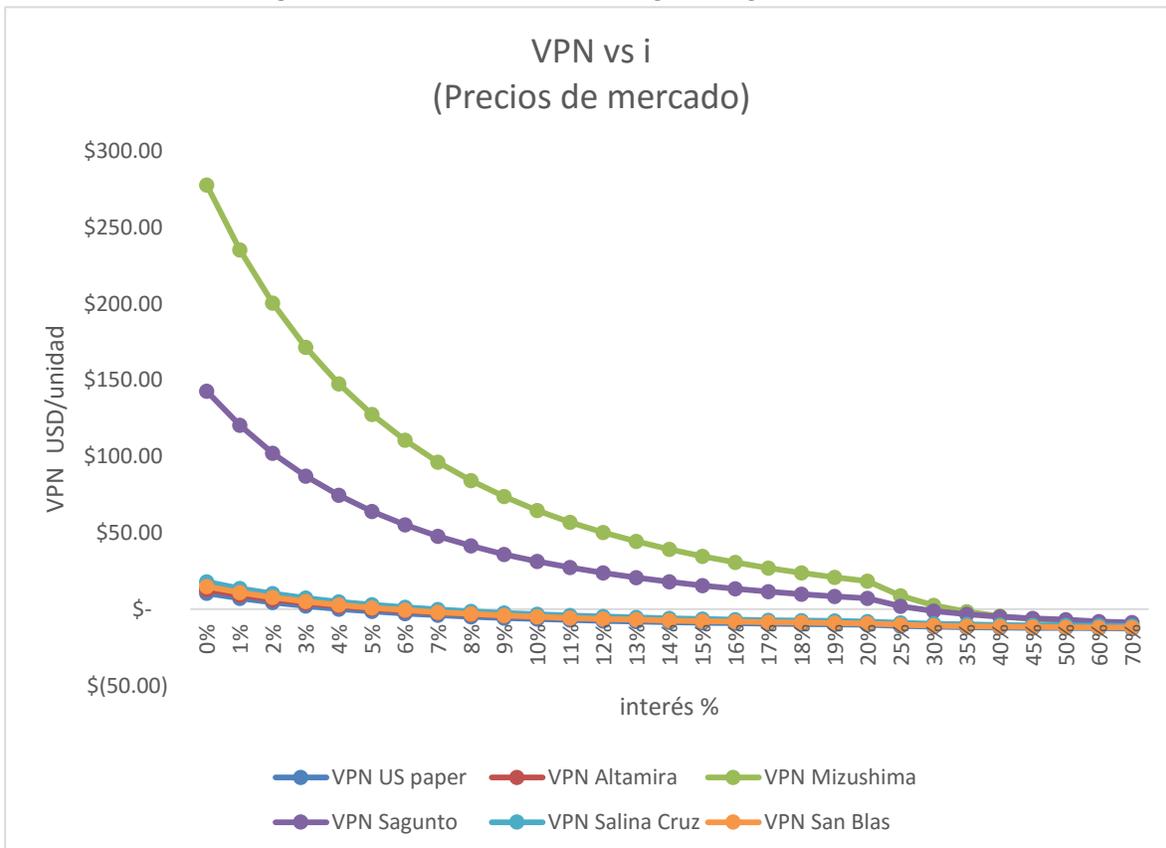
Figura 54.- Indicadores económicos caso Perú-Salina Cruz MX.

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	5.00
Punto de equilibrio	\$	6.83
tiempo (años)		29
Interés (%)		15%
TIR		5.55%
Factor1 (P/A)		6.46
Factor2 (P/F)		0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>-\$</b>	<b>7.77</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>29.03</b>
<b>VPN/VPI</b>	<b>-</b>	<b>0.27</b>

Sus indicadores económicos reflejan números rojos, contrastando las cifras entre los proyectos San Blas y Salina Cruz, se tiene una menor pérdida en el proyecto Salina Cruz.

Haciendo un comparativo de los casos y supuestos presentes en éste trabajo, se obtienen varias gráficas de VPN vs. i para tener noción visual de lo que sucede entre los casos presentados.

Figura 55.- Gráfica “VPN vs i” integración global de casos.

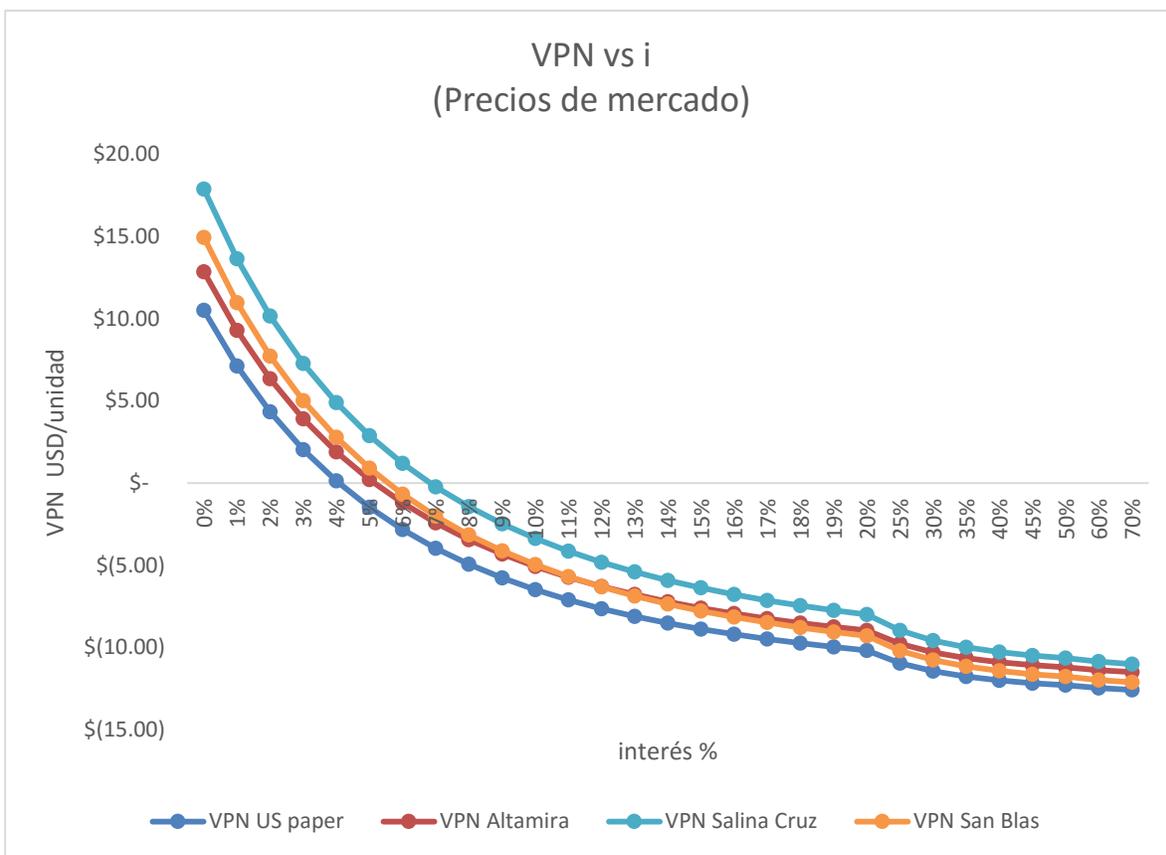


Con los precios de mercado propios de cada proyecto, es exacerbadamente notorio que el proyecto más rentable es el que se encuentra en Japón (TIR= 33%), detrás se

encuentra en proyecto en España (TIR = 28%). Muy alejados están los proyectos de México y EUA.

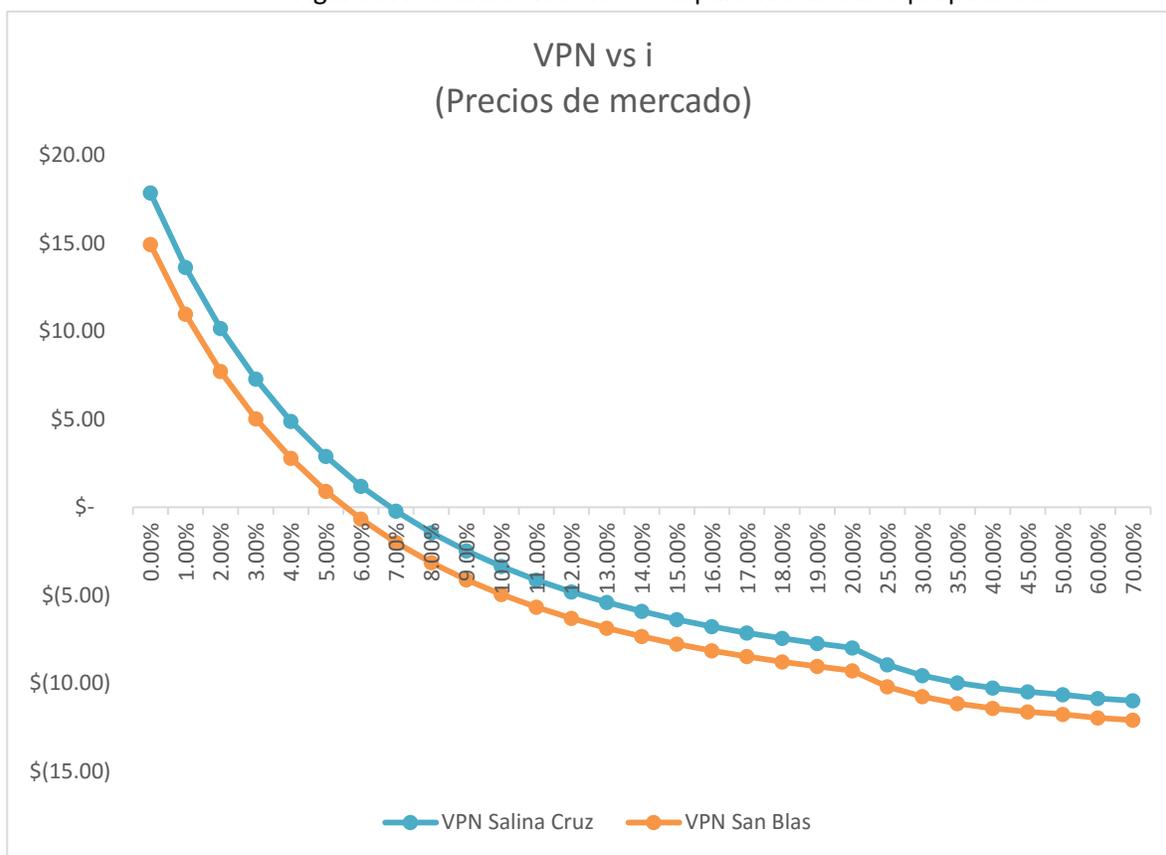
También es notorio que en los proyectos de México y EUA se tiene una TIR muy corta (4-7% aprox.); al tener una TIR de ese calibre se tiene como resultado que la garantía del retorno de inversión sea poco probable. En la siguiente figura se tiene observa más a detalle lo que sucede en la zona de Norteamérica.

Figura 56.- Gráfica “VPN vs i” integración de casos zona norteamericana.



El mismo análisis para las dos ubicaciones propuestas aparece en la siguiente imagen. Se aprecia en el análisis de las curvas que entre las dos localizaciones supuestas, la que garantiza un mejor desempeño económico es Salina Cruz (curva superior).

Figura 57.- Gráfica “VPN vs i” comparativo de casos propuestos.



#### 4.3.1 Análisis de Riesgo y Sensibilidad.

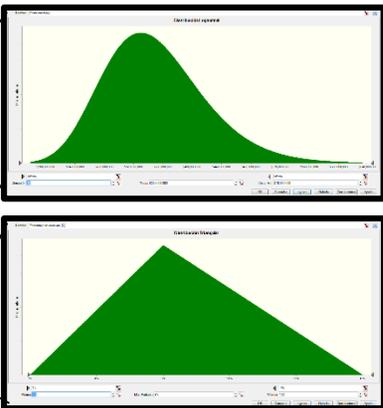
Con el objeto de tomar en cuenta la variable de riesgo en la evaluación económica, se presenta el siguiente análisis de riesgo y sensibilidad.

A las variables que son susceptibles a la volatilidad se les asigna una distribución de probabilidad, la cual reflejará el amplio rango de posibilidades en el comportamiento de sus correspondientes valores. Las distribuciones que más comúnmente se utilizaron en éste estudio fueron la lognormal, la triangular y la uniforme.

La siguiente ilustración no dará una idea de cómo es que se le asigna una distribución a una variable. En la primera distribución se aprecia su forma lognormal, correspondiente al costo inicial; en la segunda distribución se tiene una forma triangular asimétrica que le fue asignada a la variable del porcentaje de consumo.

Figura 58.- Asignación de las distribuciones.

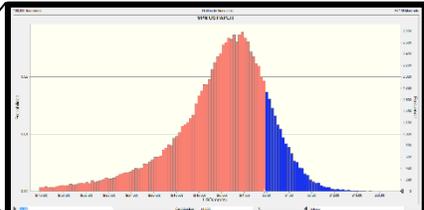
		Licuefacción	
<b>CAPEX (USD/mmbtu)</b>		\$	6.45
	Costo inicial (\$)	\$	350,000,000
	Costo por capacidad (\$/ton)	\$	250
	Capacidad Anual (ton)		4,200,000
	Factor (ton/mmbtu)		51.69
<b>OPEX (USD/mmbtu)</b>		\$	0.47
	Costo fijo (\$)		\$0.20
	Costo de consumo (\$)	\$	0.27
	Porcentaje de consumo (%)		9%
<b>Gas de Entrada (USD/mmbtu)</b>			<b>\$3.00</b>



Tras la asignación de distribuciones de probabilidad el resultado que se obtiene es un pronóstico. Consecuentemente un pronóstico no tiene un valor fijo, éste obtiene múltiples valores que se acomodan según las marcas de clase, de lo cual resulta otra distribución de probabilidad.

Figura 59.- La nueva distribución de probabilidad, El Pronóstico.

Precio de venta (USD/mmbtu)	\$	5.00
Punto de equilibrio	\$	6.83
tiempo (años)		29
Interés (%)		15%
TIR		5.55%
Factor1 (P/A)		6.46
Factor2 (P/F)		0.66
<b>VPN (Pronóstico USD/mmbtu)</b>	<b>-\$</b>	<b>7.77</b>
<b>VPI</b>	<b>\$</b>	<b>29.03</b>
<b>VPN/VPI</b>	<b>-</b>	<b>0.27</b>



Descrito lo anterior, se abre paso a la revisión caso por caso del impacto de las variables y las distribuciones de probabilidad resultantes del análisis de riesgo.

- Caso supuesto Nigeria-Costa Este, EUA  
En el caso base se advirtió que tanto los indicadores como las condiciones de mercado no eran favorables. El software que se utilizó para hacer las simulaciones arroja los siguientes resultados.

Figura 60.- Distribución de probabilidad, VPN réplica del artículo SPE.

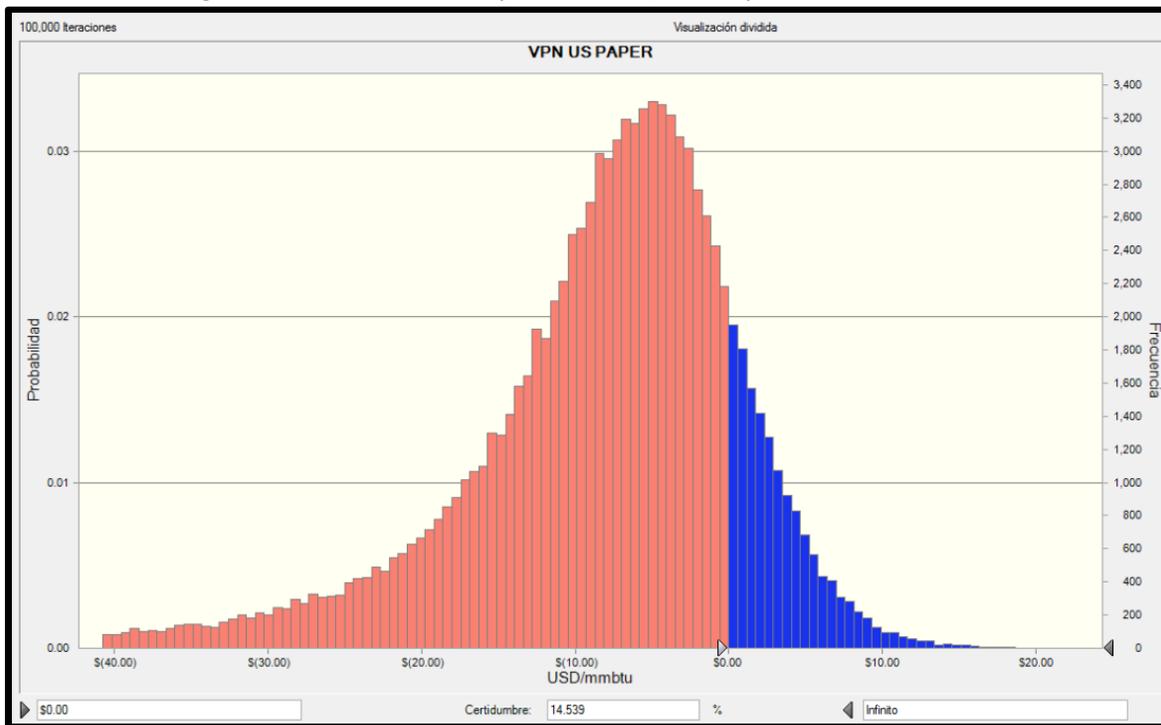


Figura 61.- Deciles y parámetros de la distribución, VPN US.

98,083 Mostrado	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	100,000
Caso base	\$(8.88)
Media	\$(9.02)
Mediana	\$(6.97)
Moda	---
Desviación estándar	\$11.32
Varianza	\$128.14
Asimetría	-2.96
Curtosis	27.13
Coefficiente de variabilidad	-1.25
Mínimo	\$(294.68)
Máximo	\$28.09
Error estándar de la media	\$0.04
Percentil	Valores pronosticados
P100	\$(294.68)
P90	\$(21.11)
P80	\$(14.75)
P70	\$(11.33)
P60	\$(8.93)
P50	\$(6.97)
P40	\$(5.16)
P30	\$(3.37)
P20	\$(1.36)
P10	\$1.45
P0	\$28.09

Probabilidad de tener un VPN mayor que cero:  $P(\text{VPN} > 0) = 14.54\%$

Probabilidad de tener un VPN menor que cero:  $P(\text{VPN} < 0) = 85.46\%$

Entiéndase que un VPN mayor que cero implica que el proyecto puede empezar a generar utilidades, pero en la práctica no sólo basta que el VPN sea mayor que cero. El VPN debe tener un valor atractivo para poder invertir en un proyecto, por lo tanto, las posibilidades de que el proyecto sea atractivo son todavía menores a lo que refleja la distribución de probabilidad del pronóstico.

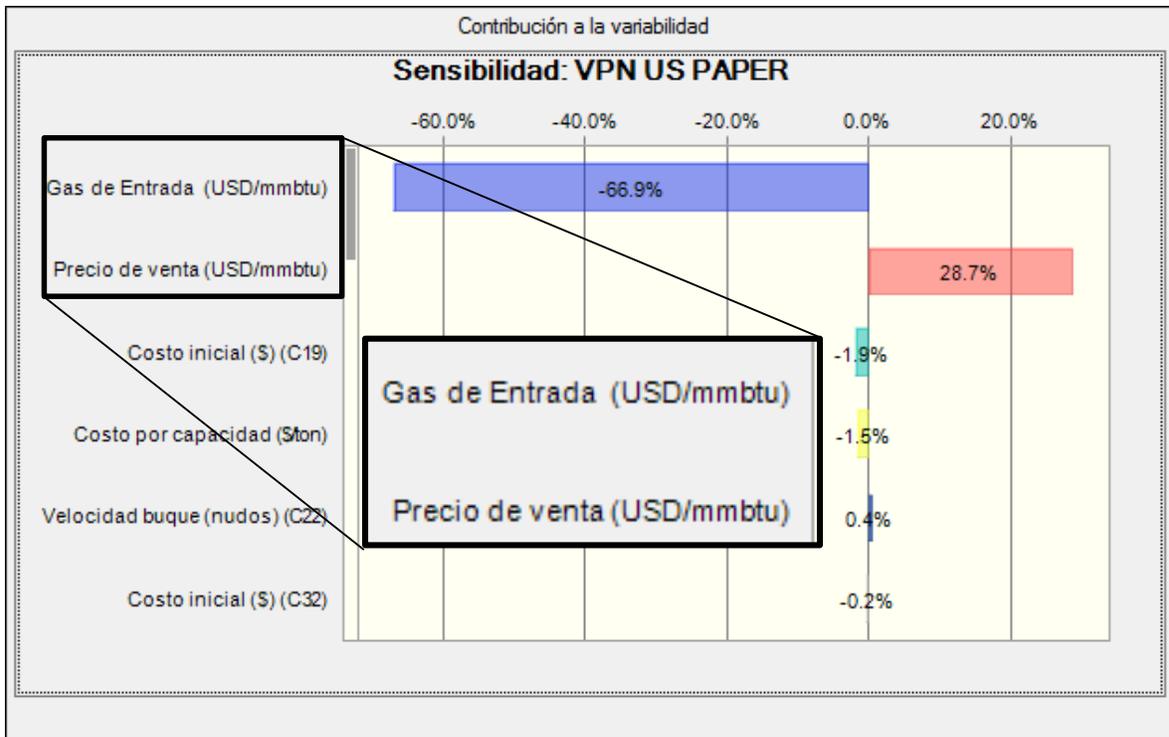
El software utilizado también arroja los deciles o intervalos de confianza, los deciles que comúnmente se utilizan para describir

los parámetros de una distribución son P10, P50 y P90. En el caso que estamos simulando los valores son:

P10= \$1.45 USD/mmbtu  
 P50= -\$6.97 USD/mmbtu  
 P90= -\$21.11 USD/mmbtu

El análisis de sensibilidad de las variables es otro de los resultados que arroja el software. En el resultado que presenta el gráfico de sensibilidad se nota que las variables que más impactan en el proyecto son las del Precio de Compra al iniciar la cadena de valor (Gas de entrada) y Precio de venta (al consumidor final).

Figura 62.- Gráfico de Sensibilidad VPN Nigeria-EUA.



El precio de compra que tiene una distribución lognormal y un rango de \$1 a \$5 USD/mmbtu se nota que es la variable que más afecta al proyecto. Cuando la variable toma valores cerca de \$1 es cuando el proyecto se va al 14% donde es rentable. Por otro lado, el precio de venta toma valores que llegan a estar por encima de los precios competitivos de mercado.

- Caso supuesto Nigeria-Altamira, Méx.  
 El comportamiento de las variables que componen al proyecto es muy similar a lo que sucede en la réplica del artículo SPE de Nigeria a EUA. La zona de comercialización es prácticamente la misma y el origen corresponde a la misma localización.

Figura 63.- Distribución de probabilidad, VPN Altamira.

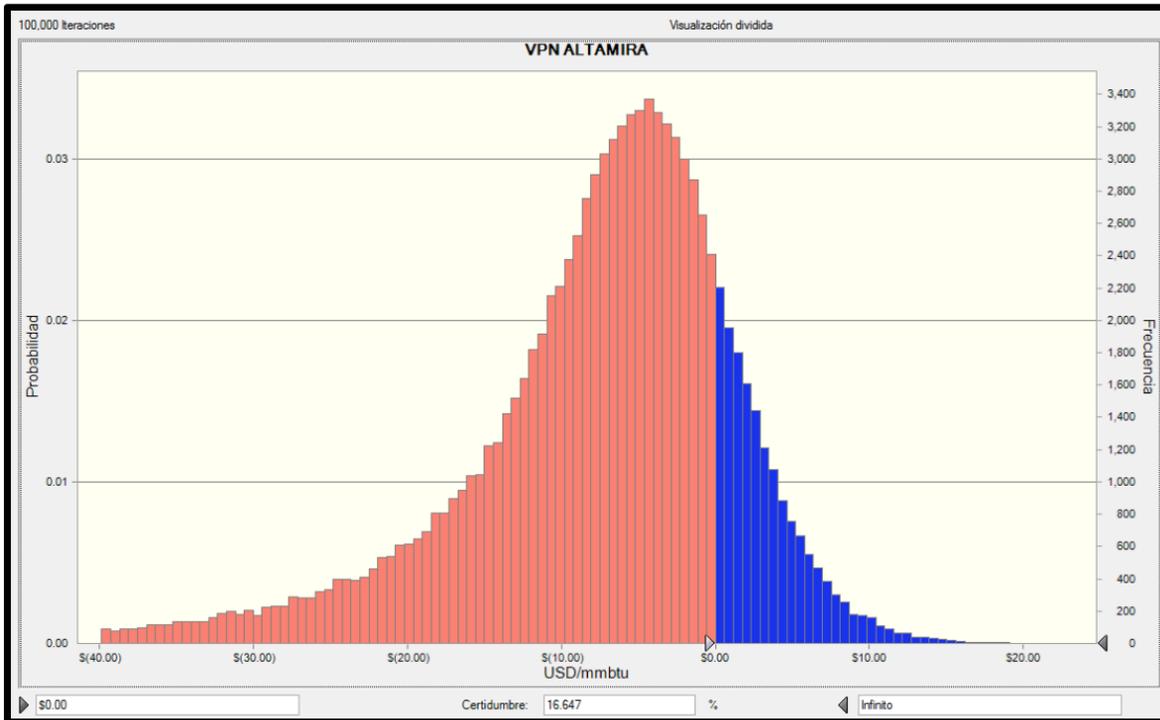


Figura 64.- Deciles y parámetros de distribución, VPN Altamira.

98,046 Mostrado	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	100,000
Caso base	\$(7.60)
Media	\$(8.37)
Mediana	\$(6.29)
Moda	---
Desviación estándar	\$11.25
Varianza	\$126.52
Asimetría	-2.81
Curtosis	21.29
Coficiente de variabilidad	-1.34
Mínimo	\$(211.48)
Máximo	\$24.80
Error estándar de la media	\$0.04
Percentil	Valores pronosticados
P100	\$(211.48)
P90	\$(20.52)
P80	\$(13.98)
P70	\$(10.59)
P60	\$(8.21)
P50	\$(6.29)
P40	\$(4.52)
P30	\$(2.76)
P20	\$(0.79)
P10	\$1.98
P0	\$24.80

Para éste caso en particular los resultados son los siguientes:

$$P(\text{VPN} > 0) = 16.47\%$$

$$P(\text{VPN} < 0) = 84.53\%$$

Mientras que los intervalos de confianza son:

$$P10 = \$1.98 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P50 = -\$6.29 \text{ USD/mmbtu.}$$

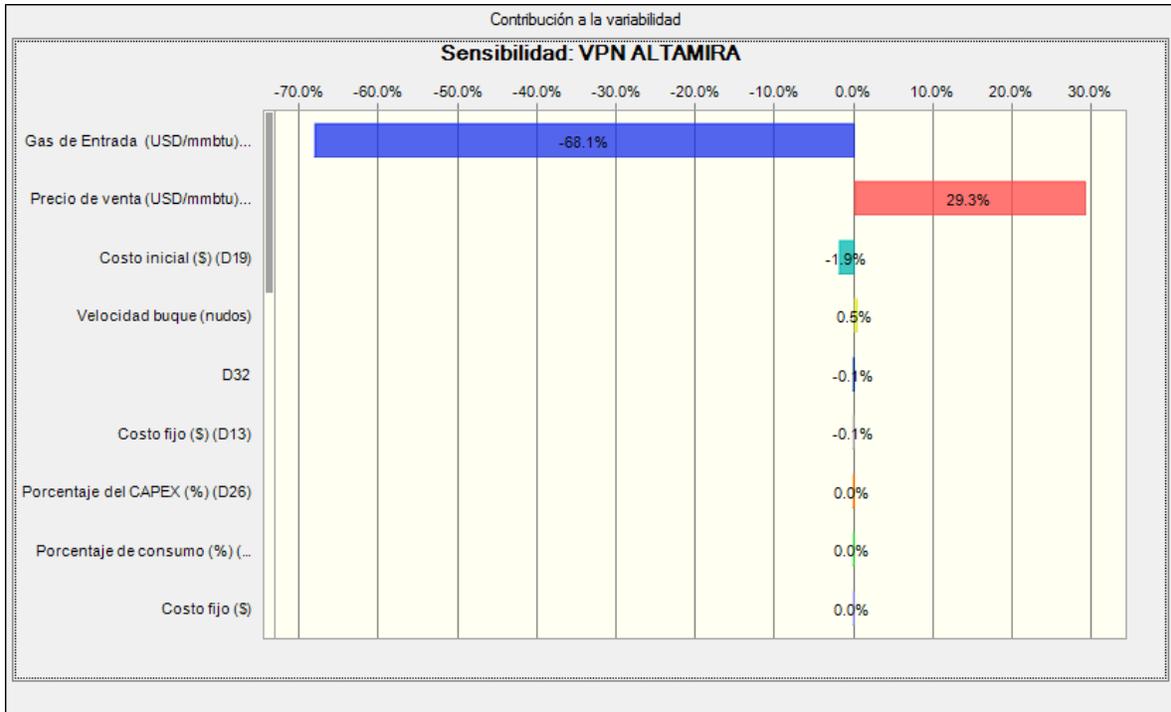
$$P90 = -\$20.52 \text{ USD/mmbtu.}$$

El parecido entre los dos casos vistos hasta el momento es notable y sólo resta reiterar que al momento de su realización sí eran proyectos rentables.

Con el paso del tiempo se ha visto la reducción gradual de la rentabilidad en las terminales de importación del LNG, pero la caída más notable en el precio se dio a partir del auge de la explotación de yacimientos no convencionales, particularmente shale gas y shale oil.

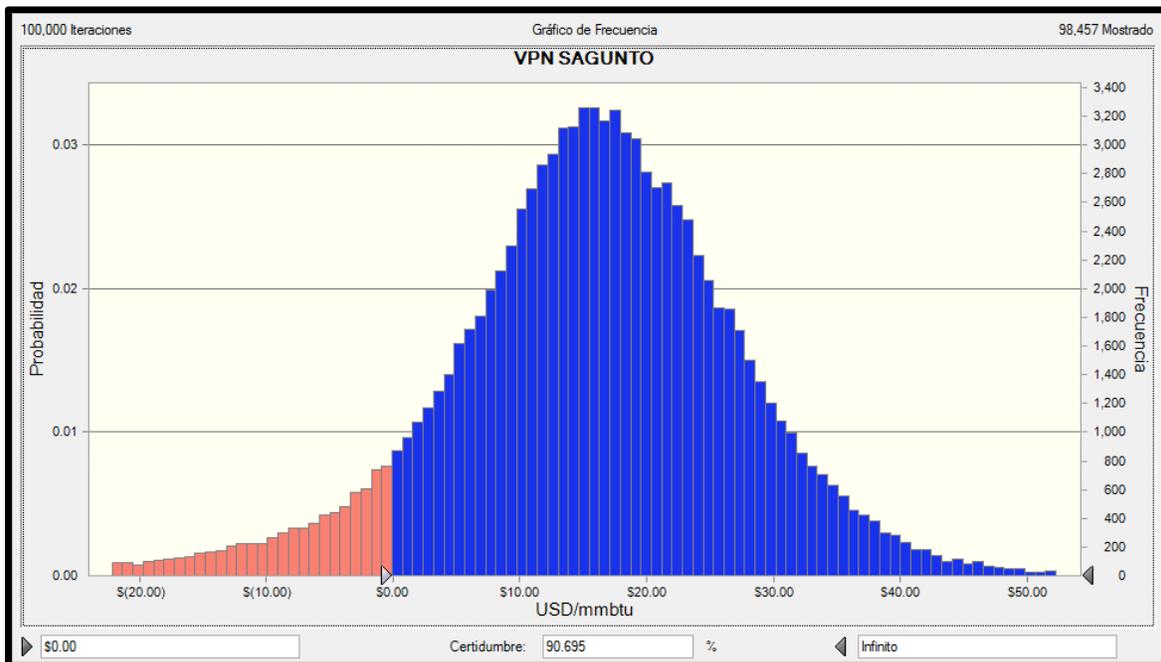
La sensibilidad del proyecto descansa sobre las mismas dos variables, el precio de compra y el precio de venta.

Figura 65.- Gráfico de Sensibilidad VPN Nigeria-Altamira.



- Caso supuesto Nigeria-Sagunto, Esp.

Figura 66.- Distribución de probabilidad, VPN Sagunto.



En el presente caso se advierte un éxito mayor para el proyecto. La zona Euro tiene un precio de venta mayor para el gas, el precio oscila entre los \$8 y \$12 USD/mmbtu, aunado a un menor trayecto entre los puntos de origen y destino.

Figura 67.- Deciles y parámetros de distribución, VPN Sagunto.

98,457 Mostrado	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	100,000
Caso base	\$15.55
Media	\$15.07
Mediana	\$15.97
Moda	---
Desviación estándar	\$13.29
Varianza	\$176.59
Asimetría	-1.63
Curtosis	14.42
Coefficiente de variabili	0.8816
Mínimo	\$(211.33)
Máximo	\$79.56
Error estándar de la m	\$0.04

Percentil	Valores pronosticados
P100	\$(211.33)
P90	\$0.65
P80	\$6.80
P70	\$10.54
P60	\$13.40
P50	\$15.97
P40	\$18.52
P30	\$21.37
P20	\$24.69
P10	\$29.53
P0	\$79.56

El resultado de la simulación arroja los siguientes porcentajes:

$$P(\text{VPN} > 0) = 90.7\%$$

$$P(\text{VPN} < 0) = 9.3\%$$

Los intervalos de confianza son:

$$P10 = \$29.53 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P50 = \$15.97 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P90 = \$0.65 \text{ USD/mmbtu.}$$

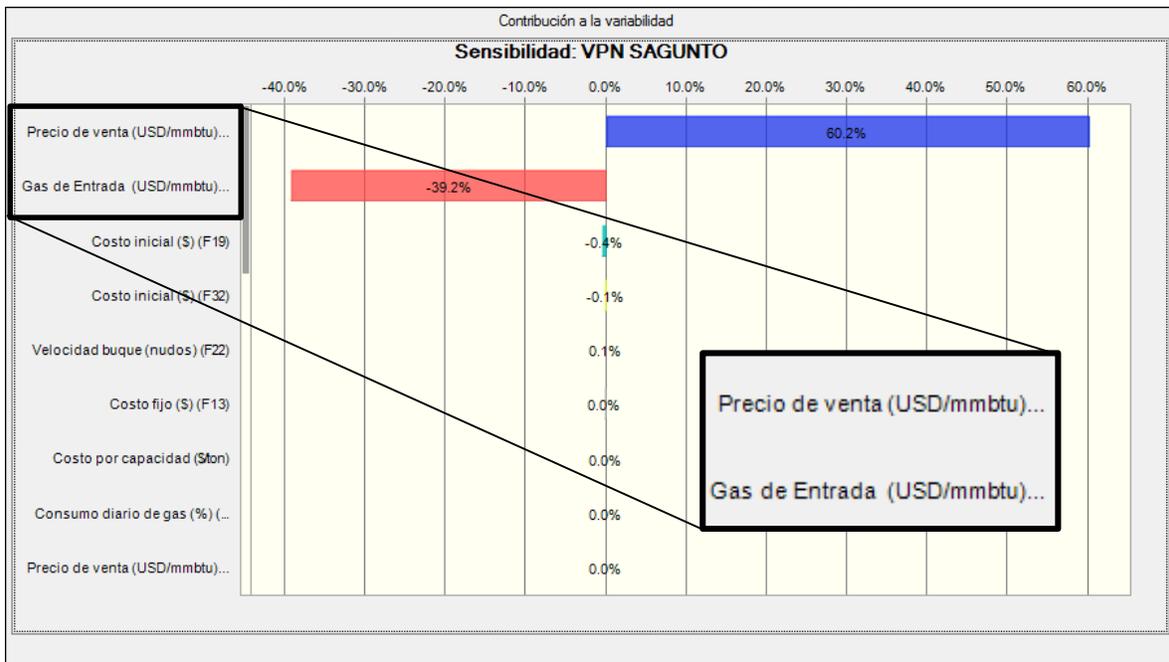
Aquí se ilustra el primer caso de éxito en proyectos de comercialización de gas por medio de la licuefacción.

La zona Euro es un mercado que se ve dependiente del gas que extrae Rusia, dicho lo cual, se debe de diversificar el consumo de los países Europeos volviendo al LNG una opción atractiva para su consumo.

Observando el comportamiento del análisis de sensibilidad, a pesar de que se concentra la sensibilidad sobre las dos mismas variables de los casos anteriores, ahora la tendencia cambia. El precio de venta influye más en el resultado final y el precio de compra queda en el segundo puesto de la jerarquización.

La primera diferencia con EUA y México es que en la zona Euro el precio es casi del doble de la zona Norteamericana. La diferencia es tan amplia que de un 14% de probabilidad de tener un VPN>0 se llega a un 90.7%. Éste parámetro vuelve al proyecto mucho más atractivo de implementar en Europa que en México.

Figura 68.- Gráfico de Sensibilidad VPN Nigeria-Sagunto.



- Caso supuesto Nigeria-Mizushima, Jpn.  
El caso de Mizushima es notable si lo comparamos con el resto de los proyectos, el hecho de tener muchas variables a su favor será ilustrado por su distribución de probabilidad en el VPN.

Figura 69.- Distribución de probabilidad, VPN Mizushima.

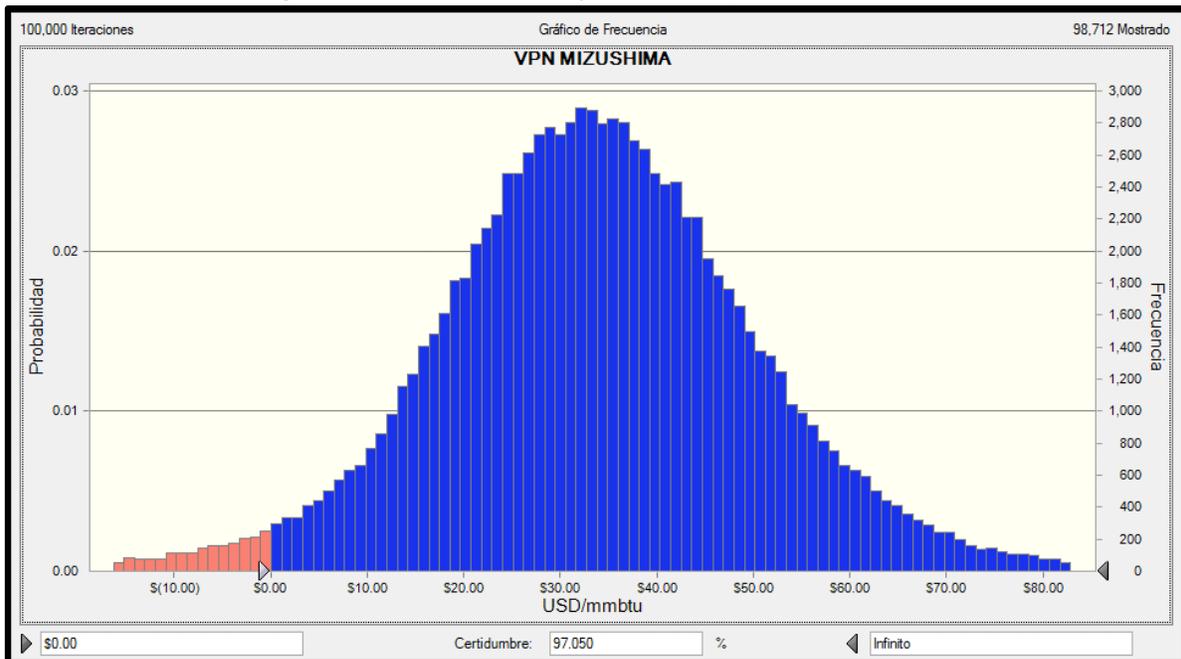


Figura 70.- Deciles y parámetros de distribución, VPN Mizushima.

98,712 Mostrado	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	100,000
Caso base	\$34.61
Media	\$33.30
Mediana	\$33.46
Moda	---
Desviación estándar	\$17.70
Varianza	\$313.34
Asimetría	-0.7006
Curtosis	7.94
Coefficiente de variabil	0.5316
Mínimo	\$(194.10)
Máximo	\$119.36
Error estándar de la m	\$0.06

Percentil	Valores pronosticados
P100	\$(194.10)
P90	\$13.40
P80	\$20.62
P70	\$25.52
P60	\$29.59
P50	\$33.46
P40	\$37.32
P30	\$41.60
P20	\$46.72
P10	\$54.30
P0	\$119.36

El resultado de la simulación arroja los siguientes porcentajes:

$$P(\text{VPN} > 0) = 97.2\%$$

$$P(\text{VPN} < 0) = 2.8\%$$

Los intervalos de confianza son:

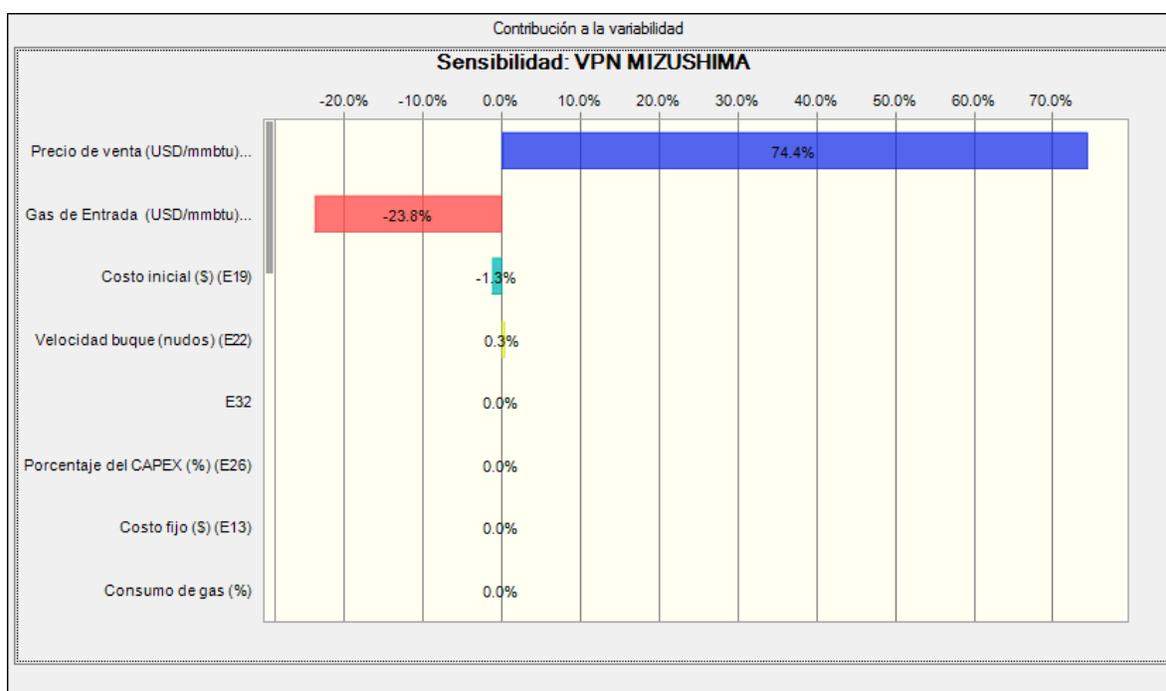
$$P10 = \$54.30 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P50 = \$33.46 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P90 = \$13.40 \text{ USD/mmbtu.}$$

El caso más prolífico de todos los supuestos es el caso Mizushima, todos sus parámetros son favorables. Entre la media y el P50 se tiene una diferencia de 0.16 USD/mmbtu y un valor por encima de los 33 USD/mmbtu, por lo que se pronostica en un alto grado de confianza que el proyecto es el más rentable de todos los casos.

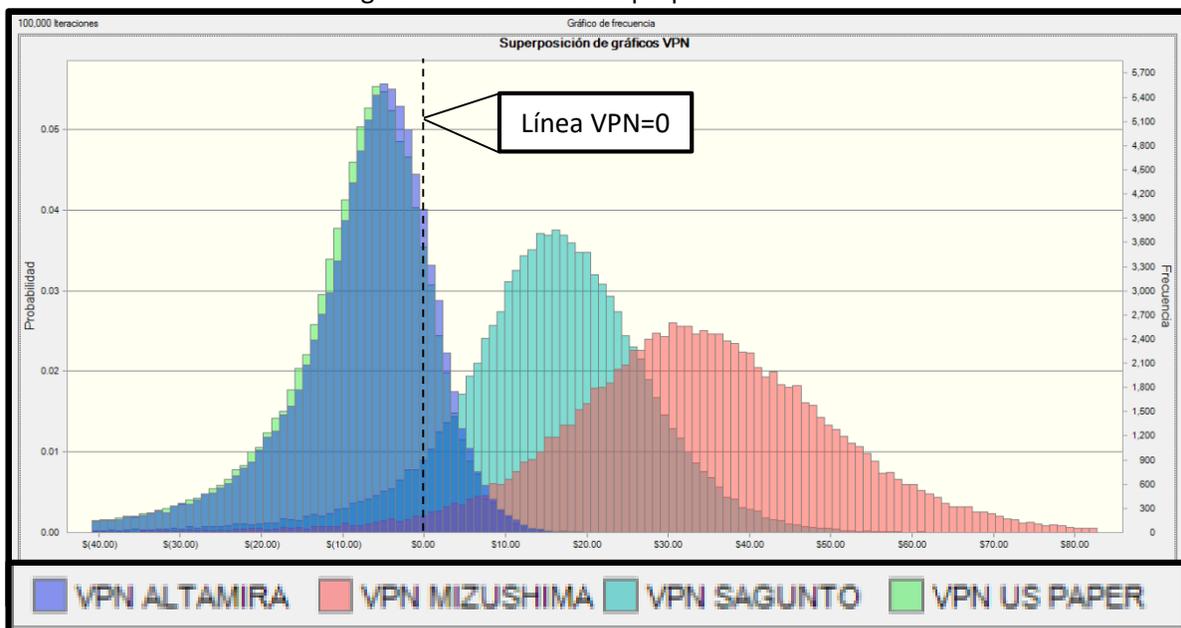
Figura 71.- Gráfico de Sensibilidad VPN Nigeria-Mizushima.



Para éste caso en específico el precio de venta es la variable que más peso tiene sobre la rentabilidad del proyecto, ésta variable es tan determinante que los costos de producción podrían aumentar en un alto porcentaje y se seguirían teniendo indicadores de rentabilidad positivos.

El comparativo de todos los proyectos supuestos se aprecia en la Figura 72, en ella se observa la rentabilidad de los proyectos, siendo los más rentables los que están más a la derecha. Particularmente los casos de Norteamérica no rebasan de manera satisfactoria la línea del VPN=0. Por otra parte, la certidumbre que ofrecen el proyecto Mizushima y el proyecto Sagunto es mucho más aceptable aunque un poco más disperso.

Figura 72.- Gráfico de Superposición VPN 1.



- Localización propuesta Perú-Salina Cruz, Oax.  
La localización Salina Cruz, como es de esperarse, tiene un comportamiento igual a los de la zona de Norteamérica y a pesar de tener una localización privilegiada para abastecerse de la estación de Perú; su distribución de probabilidad del VPN no parece lo suficientemente rentable.

Figura 73.- Distribución de probabilidad, VPN Salina Cruz.

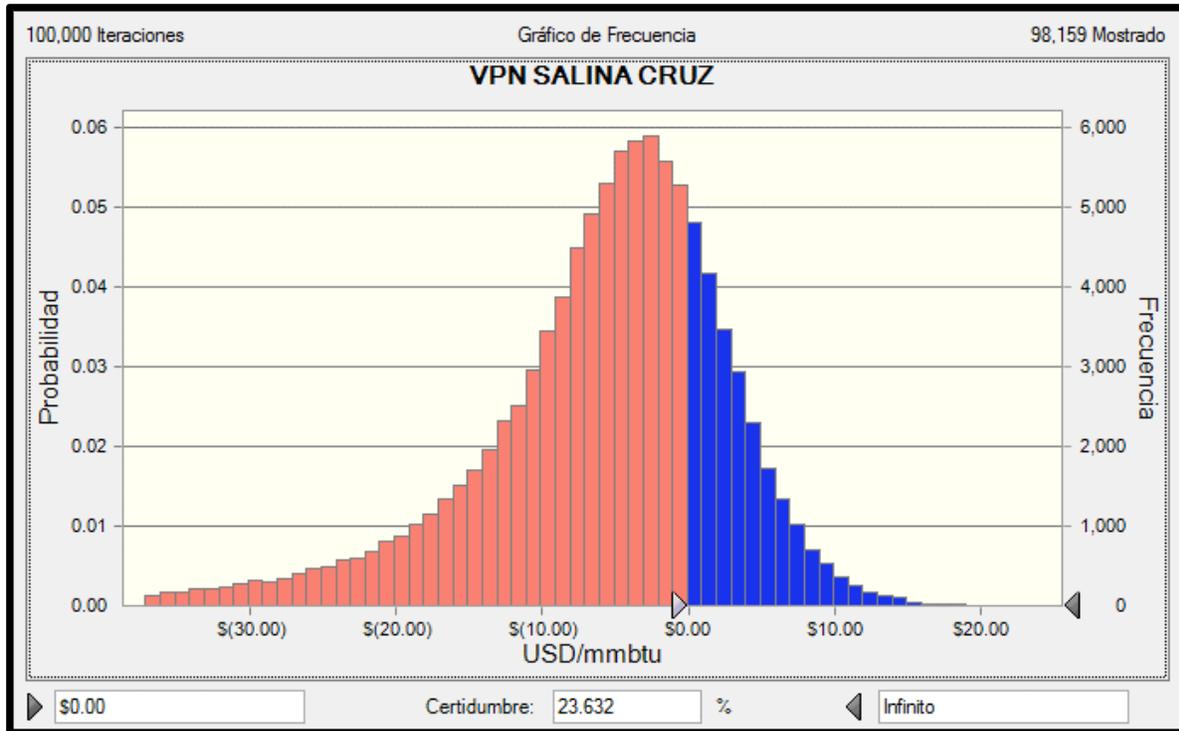


Figura 74.- Deciles y parámetros de distribución, VPN Salina Cruz.

98,159 Mostrado	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	100,000
Caso base	\$(6.38)
Media	\$(6.61)
Mediana	\$(4.67)
Moda	---
Desviación estándar	\$10.90
Varianza	\$118.85
Asimetría	-3.10
Curtosis	30.62
Coefficiente de variabil	-1.65
Mínimo	\$(292.02)
Máximo	\$24.47
Error estándar de la m	\$0.03
Percentil	Valores pronosticados
P100	\$(292.02)
P90	\$(18.24)
P80	\$(12.15)
P70	\$(8.85)
P60	\$(6.57)
P50	\$(4.67)
P40	\$(2.95)
P30	\$(1.21)
P20	\$0.75
P10	\$3.47
P0	\$24.47

El resultado de la simulación arroja los siguientes porcentajes:

$$P(\text{VPN} > 0) = 23.6\%$$

$$P(\text{VPN} < 0) = 76.4\%$$

Los intervalos de confianza son:

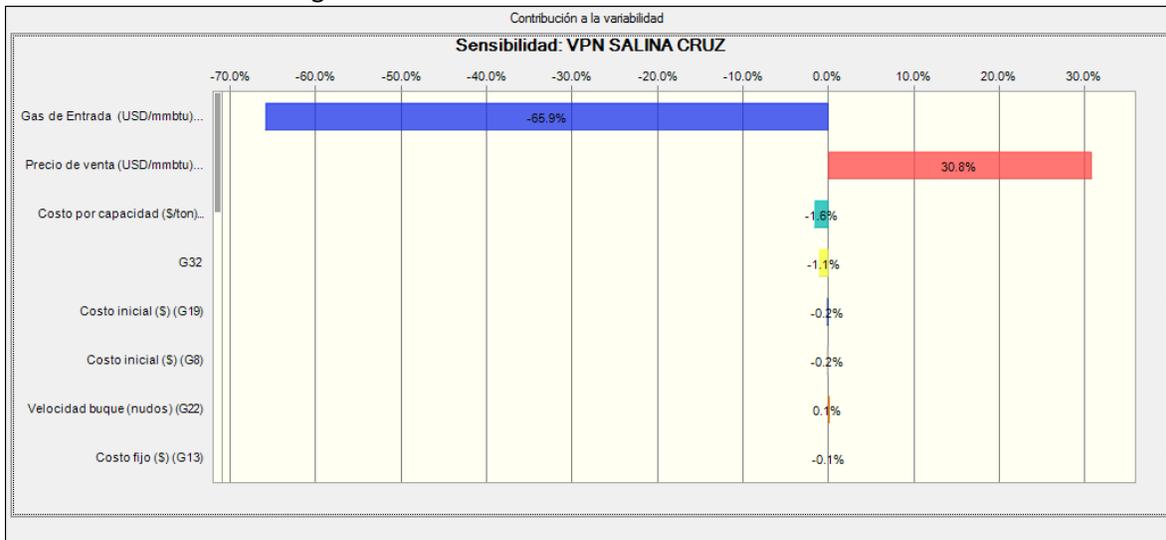
$$P10 = \$3.47 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P50 = -\$4.67 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P90 = -\$18.24 \text{ USD/mmbtu.}$$

La distribución de probabilidad del proyecto Salina Cruz se ve favorecida en los casos en los que la simulación se corre con costos del gas de entrada a precios cercanos a \$1.00 USD/mmbtu. Así pues, los precios actuales del gas no favorecen a la importación de LNG.

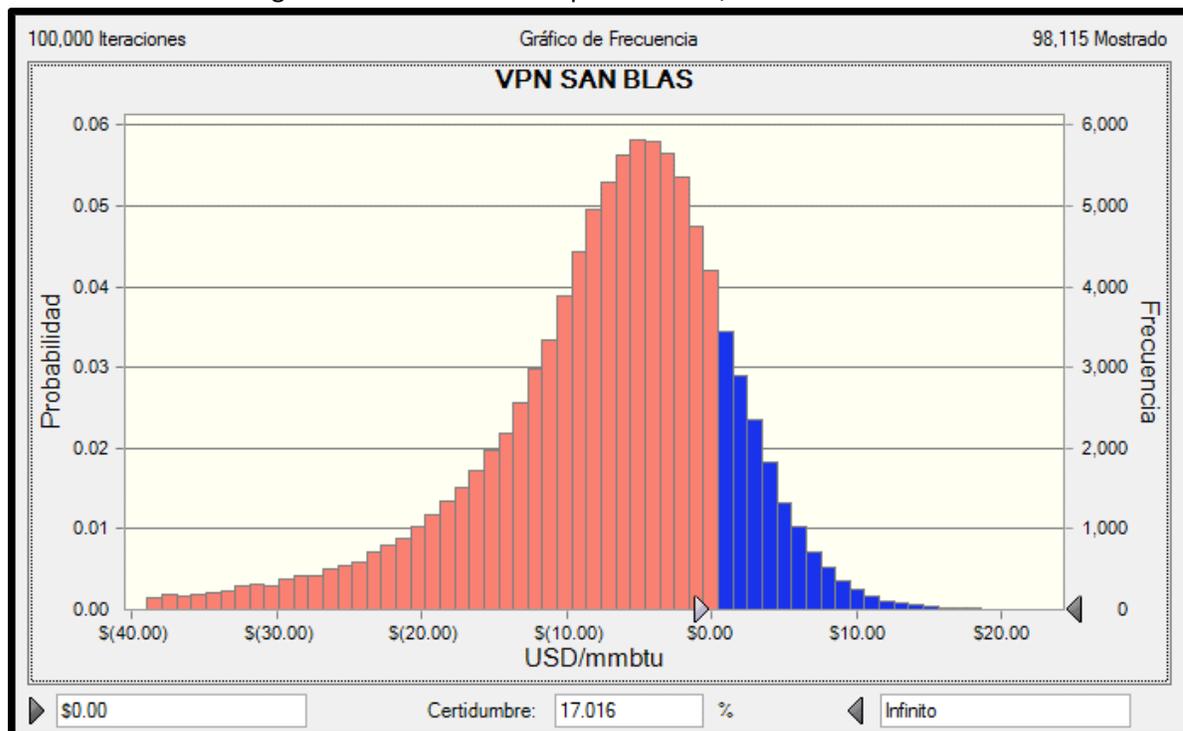
Figura 75.- Gráfico de Sensibilidad VPN Salina Cruz.



El gráfico de sensibilidad vuelve a presentar al gas de entrada como una variable preponderante para tener un VPN atractivo. En segundo lugar aparece el precio de venta del gas, éste precio al tener que ser competitivo con la oferta nacional, se ve acotado y limitado para hacer crecer al VPN.

- Localización propuesta Perú-San Blas, Nay.

Figura 76.- Distribución de probabilidad, VPN San Blas.



San Blas tiene un comportamiento en la distribución del VPN similar al caso anterior, el hecho de tener mayores costos inclina la toma de decisiones al lado de Salina Cruz, aunque no dejan de ser un par de proyectos que en la teoría se ven poco rentables.

Figura 77.- Deciles y parámetros de distribución, VPN San Blas.

98,115 Mostrado	
Estadística	Valores pronosticados
Iteraciones	100,000
Caso base	\$(7.77)
Media	\$(8.15)
Mediana	\$(6.20)
Moda	---
Desviación estándar	\$11.00
Varianza	\$120.99
Asimetría	-3.02
Curtosis	29.27
Coefficiente de variabilidad	-1.35
Mínimo	\$(298.44)
Máximo	\$27.18
Error estándar de la me	\$0.03

Percentil	Valores pronosticados
P100	\$(298.44)
P90	\$(19.92)
P80	\$(13.74)
P70	\$(10.40)
P60	\$(8.10)
P50	\$(6.20)
P40	\$(4.44)
P30	\$(2.68)
P20	\$(0.71)
P10	\$2.03
P0	\$27.18

El resultado de la simulación arroja los siguientes porcentajes:

$$P(\text{VPN} > 0) = 17.0\%$$

$$P(\text{VPN} < 0) = 83.0\%$$

Los intervalos de confianza son:

$$P10 = \$2.03 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P50 = -\$6.20 \text{ USD/mmbtu.}$$

$$P90 = -\$19.92 \text{ USD/mmbtu.}$$

Todos los resultados de la simulación resultan menos favorables que en el caso de Salina Cruz. En el comparativo de los dos proyectos se observa mejor cuál de los dos proyectos es más rentable. Aunque el término "rentable" es poco preciso para analizar los que realmente sucede con los proyectos de importación en México.

En lo que respecta a la sensibilidad de las variables, se puede observar en la Figura 78 el mismo efecto en las variables que en el caso anterior y que en la familia de casos e Norteamérica.

El punto donde convergen los resultados de los casos norteamericanos es la limitación de los precios de importación debido a los precios de mercado reinantes en la zona. El mencionado efecto se describe en la Figura 80.

Figura 78.- Gráfico de Sensibilidad VPN San Blas.

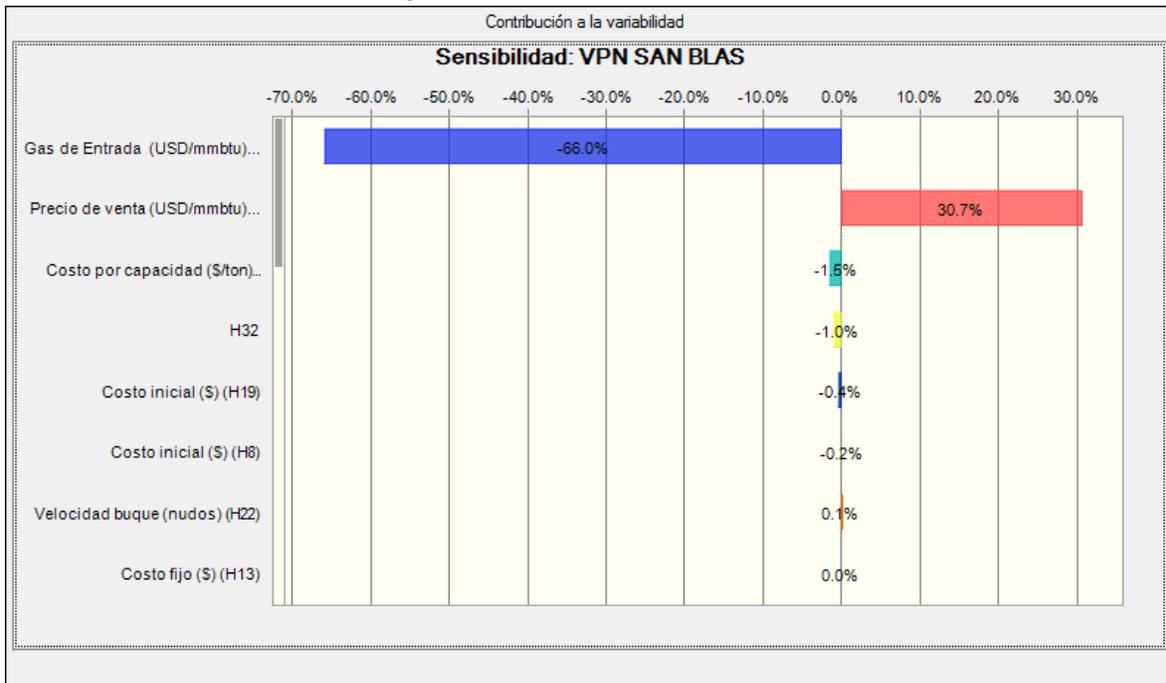
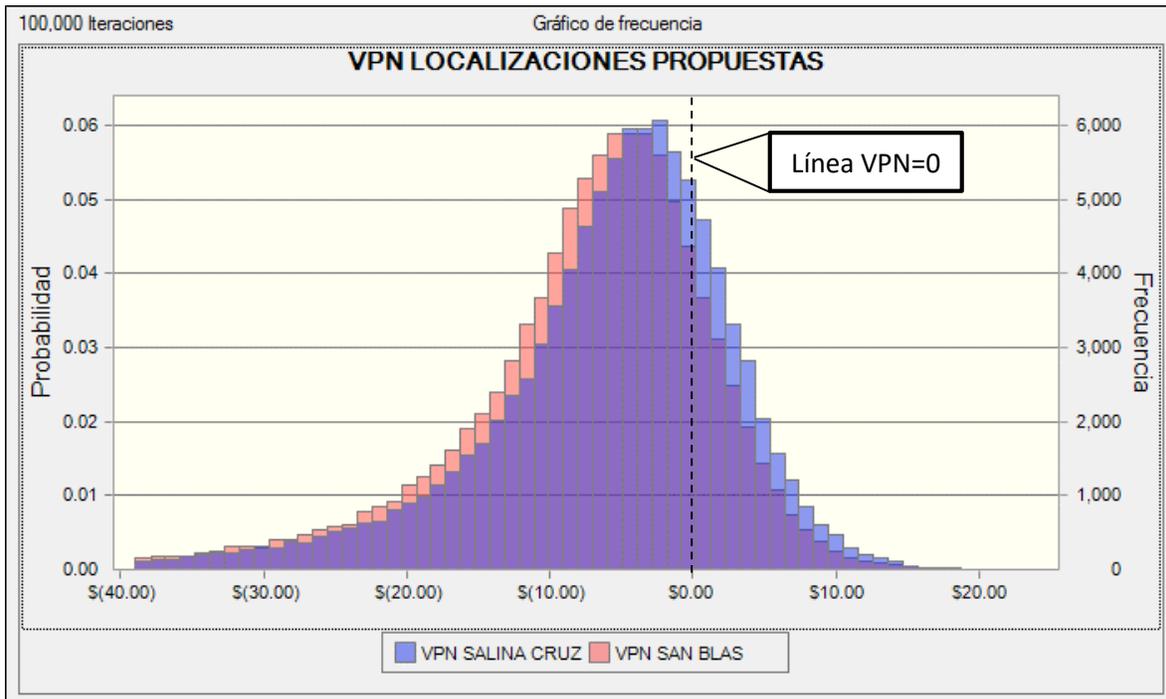


Figura 79.- Gráfico de Superposición VPN 2.



La superposición del VPN Salina Cruz y San Blas muestra a simple vista que el caso de menor riesgo es Salina Cruz. Aunque el riesgo del proyecto no es nada aceptable ya que gran parte de los resultados de la simulación quedan del lado de la región  $VPN \leq 0$ .

Figura 80- Valor Agregado al LNG.



#### 4.3.2 Justificación de las localizaciones propuestas y supuestas

Las localizaciones propuestas son producto de la antigüedad de las terminales de regasificación, todas ellas son contemporáneas y poseen una producción nominal similar; mientras que las supuestas son las que más bondades ofrecen para competir en el mercado del Pacífico.

Por un lado, la localización San Blas tiene un buen mercado nacional y una creciente demanda, ya que se encuentra muy cerca de las zonas de mayor consumo en el país: zona noreste, zona noroeste y zona occidente. Las mayores bondades de la localización Salina Cruz son su interconexión con la línea Jáltipan - Salina Cruz del sistema de gasoducto de PEMEX que es la más extensa del país, la posibilidad de exportar gas a los países vecinos del sur y en el caso de invertir la balanza comercial, será la localización que más fácilmente puede ser abastecida por su cercanía con las zonas marinas de producción. Es así como a la hora de revertir el proceso de regasificación, por el de licuefacción, Salina Cruz le lleva gran ventaja a San Blas.

La elección de las plantas de origen obedece a la colección de datos que se tiene de la planta de Bonny en Nigeria y a la cercanía que se tiene de la planta Pampa Melchorita de Perú. En ambos casos se tienen relaciones comerciales vigentes, tanto para el caso real de Manzanillo como el caso real de Altamira.

## Capítulo 5.- Conclusiones y Recomendaciones

A manera de diagnóstico, a posteriori, puedo decir que el sector de gas en México es un sector en un estado de turbulencia; no es un estado que no le permita crecer o desarrollarse pero es notable que las adversidades se encuentran en varios frentes. Así pues, toparse con pared en el intento de desarrollar éste sector es actualmente y de manera temporal un resultado muy común. A mi manera de ver y tras el trabajo realizado es un poco más notorio que el desarrollo del sector gasero en México apunta hacia la creación de infraestructura de transporte por medios terrestres. Ejemplos como la rehabilitación del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz y el desarrollo del proyecto los Ramones son estandarte de lo que sucede en México.

Mi estimación a futuro es ver un México con la red de gasoductos suficiente para poder participar activamente en los mercados Atlántico y Pacífico como un participante exportador y poder obtener beneficios de dichos mercados.

### 5.1 Conclusiones

Para efectos de la cadena de valor del LNG y como análisis o solución a la situación actual del gas se obtuvieron los siguientes resultados:

- I. Es necesario evaluar la oportunidad que ofrece el hecho de tener la infraestructura de licuefacción o regasificación y poder revertir el proceso a nuestra conveniencia y con los indicadores económicos y de mercado a nuestro favor.
- II. A pesar de que los costos de tener y mantener una estación de regasificación en México se les puede calificar de aceptables, el costo del resto de los componentes de la cadena de valor del LNG hace de este tipo de proyectos muy arriesgados para el mercado nacional, ya que el valor agregado que tiene el gas a la llegada a un destino de regasificación duplica su valor en comparación con el gas a boca de pozo.
- III. Establecer y alcanzar la meta de aumentar la producción nacional de gas permitirá poder aprovechar las bondades que ofrece el mercado asiático del LNG, del cual se pueden obtener altos rendimientos económicos y el cual alcanzará el 75% de la demanda del mercado del LNG global (2020).

### 5.2 Recomendaciones

- I. A aquel sector de la población interesado en hacerse de una instalación de regasificación en el país, es necesario que observe detalladamente el comportamiento del precio del gas en Estados Unidos de América, pues según aumenten su capacidad y permisos de exportación el precio del gas en México será impactado a la alza. El alza en los precios de importación de gas en EUA hará más atractiva la oportunidad de importar LNG. Hay que tomar en cuenta que el alza pudiera no ser tan significativa para modificar la situación en México.

- II. Seleccionar al proveedor o proveedores que estén interesados en aumentar o estabilizar sus exportaciones de tal manera que ofrezcan un precio atractivo para el comprador.
- III. Contactar a proveedores que deseen diversificar su cartera de compradores, lo cual facilitará la entrada a la cartera de clientes.
- IV. Si existe el interés de continuar el presente estudio o llevarlo a la realidad es altamente recomendable hacer un análisis PESTEL (Político, Ecológico, Social, Tecnológico, Económico, Legal) que genere mayor certidumbre sobre los aspectos que en este trabajo no se abarcan.
- V. Tras verse complicado el panorama para establecer una estación de importación en México, parece una mejor opción si se establece la primera estación de exportación. Aprovechar el mercado del Pacífico con una combinación de capitales públicos y privados para establecer la estación y obtener buenos rendimientos para todas las partes. Para evitar el dilema social y de abasto de gas en México se puede destinar la parte de la inversión pública a otros proyectos de abastecimiento y en un caso extremo al subsidio de aquellos que se ven afectados con la exportación del gas.

## Referencias

1. Al-Saadoon, F. T. & Nsa, A. U. (2010). *Economics of LNG Projects*. Society of Petroleum Engineers.
2. Choi, M. S. (2010). *LNG for Petroleum Engineers*. Society of Petroleum Engineers.
3. Cronshaw, I., Marstrand, J., Pirovska, M., Simmons, D., Wempe, J., (2008). *Development of competitive gas trading in continental Europe: How to achieve workable competition in European gas markets?* París, Francia. International Energy Agency.
4. Dispenza, D. (2014). *The LNG Industry*. Neuilly-sur-Seine, Francia. Groupe Internatioal des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié.
5. ----- (2013). *The LNG Industry*. Neuilly-sur-Seine, Francia. Groupe Internatioal des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié.
6. Estrada, J. (2001). *Proyecto de GNL en México*. México D. F., México. Comisión Reguladora de Energía.
7. Herrmann, L., Bloomfield, M., Corbett, P., Yoshida, S., Sankey, P., Richardson, S., Todd, R., Urban, M., Hirjee, J., Hurd, D., & Kushnir, P. (2013). *Oil & Gas for Beginners: A guide to the oil & gas industry*. London, Reino Unido de la Gran Bretaña. Deutsche Bank AG.
8. Inkpen, A. & Hoffet, M. H. (2011). *The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy and Finance*. Tulsa, Oklahoma, E.U.A. Pennwell Books.\*
9. Laris Alanís, E. (2005). *Terminal de almacenamiento y regasificación de GNL*. México D. F., México. Comisión Federal de Electricidad.
10. McGuire & White (2000). *Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals* (3ª ed.). Londres, Inglaterra, Reino Unido de la Gran Bretaña. Whiterby & Co. Ltd.
11. Michot Foss M. (2004). *The Role of LNG in North American Natural Gas Supply and Demand*. Sugar Land, Texas, E.U.A. Center for Energy Economics.
12. ----- (2012). *Introduction to LNG*. Sugar Land, Texas, E.U.A. Center for Energy Economics.
13. ----- (2012). *LNG Safety and Security*. Sugar Land, Texas, E.U.A. Center for Energy Economics.
14. Morales Gil, C. A. (2012). *La industria petrolera: Elementos clave del negocio, retos y oportunidades*. México D. F., México. PEMEX Exploración y Producción.
15. Rangel Germán, É. (2012). *Mexico's new chapter in natural gas*. México D. F., México. SENER Comisión Nacional de Hidrocarburos.
16. Solórzano, L. N. (1996). *Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción*. México D. F., México. Fotolitográfica Argo S. A.\*
17. Tusiani, M. D. & Shearer, G. (2007) . *LNG A NON TECHNICAL GUIDE*. Tulsa, Oklahoma, E.U.A. Pennwell Books.\*
18. (2007). *Annual Statistical Bulletin*. Viena, Austria. Organization of the Petroleum Exporting Countries.
19. (2014). *Annual Statistical Bulletin*. Viena, Austria. Organization of the Petroleum Exporting Countries.

20. (2013). *Anuario Estadístico 2013*. México D. F., México. PEMEX Dirección Corporativa de Finanzas.
21. (2008). *BP Statistical Review of World Energy June 2008*. Reino Unido de la Gran Bretaña, Beacon Press.
22. (2013). *BP Statistical Review of World Energy June 2013*. Reino Unido de la Gran Bretaña, Pureprint Group Limited.
23. (2014). *BP Statistical Review of World Energy June 2014*. Reino Unido de la Gran Bretaña, Pureprint Group Limited.
24. Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié.
  - a. *LNG Information Paper No. 1: Basic Properties of LNG*.
  - b. *LNG Information Paper No. 2: The LNG Process Chain*.
  - c. *LNG Information Paper No. 3: LNG Ships*.
  - d. *LNG Information Paper No. 4: Managing LNG Risks – Operational Integrity, Regulations, Codes, and Industry Organisations*.
  - e. *LNG Information Paper No. 5: Managing LNG Risks – Containment*.
  - f. *LNG Information Paper No. 6: Managing LNG Risks – Industry Safeguard Systems*.
25. (2007). *Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations*. Reino Unido de la Gran Bretaña. European Committee for Standardization.
26. (2004). *Las reservas de hidrocarburos de México: Evaluación al 1 de enero de 2004*. México D. F., México.
27. (2014). *Las reservas de hidrocarburos de México: 1 de enero de 2014*. México D. F., México. PEMEX Subdirección de Planeación y Evaluación de PEMEX Exploración y Producción.
28. (2010). *Mexico*. California, E.U.A. California Energy Commission. #
29. (2012). *México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale gas/oil)*. México D. F., México. SENER.
30. (2003). *Prospectiva del Mercado del gas natural 2003-2012*. México D.F., México. SENER.
31. (2006). *Prospectiva del mercado de gas natural 2006-2015*. México D.F., México. SENER.
32. (2007). *Prospectiva del Mercado del gas natural 2007-2016*. México D.F., México. SENER.
33. (2013). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L. P. 2013-2027*. México D.F., México. SENER.
34. *Proyecto Terminal de GNL, Manzanillo*. Comisión Federal de Electricidad.
35. (2011). *World Energy Report 2011*. Oslo, Noruega. International Gas Union.
36. (2010). *World LNG Shipping Distances*. LNG Insight. #
37. (2014). *World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals*. Global LNG limited.