



**UNIVERSIDAD MICHOCANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA
QUÍMICA**

**“PLANEACIÓN SUSTENTABLE DE CADENAS DE
SUMINISTRO DE GAS EN MÉXICO INCORPORANDO GAS
SHALE”**

Tesis que para obtener el Título de Ingeniero Químico presenta:

Josselin Colin Robledo

Asesor: Dr. Luis Fernando Lira Barragán

Co Asesor: Dr. José María Ponce Ortega

Morelia, Michoacán, Octubre de 2018

ÍNDICE

RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
NOMENCLATURA	x
AGRADECIMIENTOS	xv
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Justificación.....	3
1.2 Hipótesis.....	3
1.3 Objetivo General.....	3
1.3.1 Objetivos particulares.....	4
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Antecedentes.....	6
2.2 Gas Convencional	8
2.3 Gas no convencional	9
2.3.1 Fractura Hidráulica (Gas Shale)	10
2.4 Importaciones.....	13
2.5 Demanda Nacional.....	14
2.6 Impacto Ambiental	14
2.6.1 Calentamiento global	15
2.6.2 Eutrofización.....	16
2.6.3 Impacto ambiental sobre la salud humana	16

2.7 Metodología para medir la evaluación del impacto ambiental.....	16
2.8 Planteamiento del problema	18
CAPITULO 3. METODOLOGÍA.....	19
Formulación y desarrollo del modelo matemático.....	19
<i>3.1 Demandas en los centros de distribución:</i>	<i>21</i>
<i>3.2 Balance en las plantas procesadoras:</i>	<i>21</i>
<i>3.3 Eficiencia del procesamiento:</i>	<i>22</i>
<i>3.4 Balances en las diferentes fuentes de gas natural:</i>	<i>23</i>
3.4.1 Gas Convencional.....	23
3.4.2 Gas importado	23
<i>3.5 Disyunción para la selección del fluido de trabajo:</i>	<i>24</i>
3.5.1 Costo del fracking.....	24
3.5.2 Impacto ambiental del fracking.....	25
3.6.1 Costos.....	25
3.6.1.1 Costos operacionales	25
3.6.1.2 Costos de fractura hidráulica.....	25
3.6.1.3 Costos de procesamiento de gas crudo	25
3.6.1.4 Costos de transporte del conjunto de pozos a las plantas procesadoras	26
3.6.1.5 Costos de transporte de las plantas a los mercados	26
3.6.1.6 Costos de capital.....	26
3.6.2 Ingresos	26
3.6.2.1 Ingresos por ventas de gas shale	26
3.6.2.2 Ganancias de gas shale.....	27
3.6.2.3 Ganancias de gas convencional.....	27
3.6.2.4 Ganancias de gas importado	27

3.6.2.5 Ganancias totales.....	27
3.7.1 Impacto ambiental del procesamiento de gas shale	28
3.7.2 Impacto ambiental de transporte de los pozos a las plantas procesadoras ..	28
3.7.3 Impacto ambiental de transporte de las plantas a los mercados	28
3.7.4 Impacto ambiental total para el gas shale.....	29
3.7.5 Impacto ambiental total para el gas convencional.....	29
3.7.6 Impacto ambiental total para el gas importado	29
3.7.7 Impacto ambiental total.....	29
CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO	30
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	33
5.1 Solución al caso de estudio	33
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	50
CAPÍTULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
APÉNDICE A	54

RESUMEN

Planeación sustentable de cadenas de suministro de gas en México incorporando gas shale

Por

Josselin Colin Robledo

Septiembre 2018

Dirigido por Dr. Luis Fernando Lira Barragán

Este proyecto presenta un enfoque de programación matemática para la planificación óptima de cadenas de suministro de gas natural tomando en cuenta las fuentes actuales, es decir el gas que se produce de forma convencional así como el gas de importación; además se incorpora la producción de gas shale y se considera simultáneamente objetivos económicos y ambientales. La metodología incorpora las demandas mensuales de los mercados y las cantidades disponibles de gas de cada una de las diferentes fuentes. Adicionalmente, en el caso de la producción de gas shale se incluye el proceso de fractura hidráulica y una vez que se extrae este recurso se envía a plantas de procesamiento previamente a ser suministrado en los mercados. La función objetivo económica consiste en la maximización de las ganancias totales generadas por el proyecto mientras que la función objetivo ambiental se enfoca en la minimización de indicadores ambientales, los cuales son cuantificados de forma global en el sistema propuesto. Finalmente, la aplicabilidad de este modelo se muestra a través de un estudio en los mercados de la República Mexicana. La solución del modelo muestra resultados atractivos para satisfacer la demanda nacional.

Palabras Clave: Gas Shale, cadenas de suministro, Optimización.

ABSTRACT

Sustainable planning of gas supply chains in Mexico incorporating gas shale

By

Josselin Colin Robledo

September 2018

Supervised by: Dr. Luis Fernando Lira Barragán

This project presents a mathematical programming approach for the optimal planning of natural gas demand accounting for the current sources, that is the gas that is produced in a conventional way, as well as the imported gas; besides it is incorporated the shale gas production and it is simultaneously considered economic and environmental objectives. The methodology incorporates the monthly demands of the markets and the available amounts of gas for each different source. Additionally, in the case of the shale gas the hydraulic fracturing process is included and once this resource is extracted, it is sent to the hubs plants previously to be provided in the markets. The economic objective function aims to maximizing the total profits generated by the project; whereas the environmental objective function focuses on the minimization environmental indicators, which are quantified in a global way. Finally, the applicability of this model is shown through a study in the markets of the Mexican Republic. The model solution shows attractive results to satisfy the national demand.

Keywords: Shale gas, optimization, supply chains.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ganancia unitaria del gas importado desde EUA	37
Tabla 2. Demanda de gas natural en los mercados	37
Tabla 3. Impacto ambiental para el transporte y el fluido de trabajo	38
Tabla 4. Resultados obtenidos para las posibles soluciones	40
Tabla 5. Resultados obtenidos del impacto ambiental causado en cada una de las soluciones.....	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Demanda regional de gas natural (SENER, 2016).....	2
Figura 2. Composición de las reservas de gas natural. (PEMEX, 2015).....	9
Figura 3. Geología esquemática de los recursos de gas natural (EIA, 2017)	11
Figura 4. Diagrama de la operación de fractura hidráulica.....	12
Figura 5: Distribución geográfica de las reservas. (PEMEX, 2015)	13
Figura 6. Demanda nacional de combustibles MMPCD 2015 (SENER, 2016).....	14
Figura 7. Distribución de las fuentes de gas para satisfacer la demanda.....	18
Figura 8. Superestructura general propuesta para la cadena de suministro óptima... 	20
Figura 9. Superestructura propuesta para el suministro de gas en México.	30
Figura 10. Localización de la reserva de Burgos	31
Figura 11. Distribución de los conjuntos de pozos y plantas tratadoras.	32
Figura 12. Distribución de los mercados y plantas procesadoras en México (SENER, 2016).....	34
Figura 13. Localización de los pozos y plantas procesadoras en la cuenca de Burgos. 	35
Figura 14. Curva de TTP vs calentamiento global incluyendo los valores de eutrofización.....	39
Figura 15. Diseño óptimo de distribución para la solución A	42
Figura 16. Distribución de gas requerida para la solución A.....	43
Figura 17. Diseño óptimo de la cadena de suministro de gas para el Punto C.	44
Figura 18. Distribución de gas requerida para el Punto C.....	45
Figura 19. Diseño óptimo de distribución de gas para el Punto D.....	46
Figura 20. Distribución de gas requerida para el Punto D.....	47
Figura 21. Diseño óptimo de la red de distribución de gas para el Punto F.	48
Figura 22. Distribución de gas requerida para el Punto F.	49

NOMENCLATURA

Índices

i	Plataforma de múltiples pozos de gas shale
j	Mercados
h	Planta procesadora de gas
t	Periodos de tiempo
e	Importaciones
p	Gas convencional
f	Fluido de trabajo
k	Tipo de eco-indicador

Parámetros

NPV	Valor presente neto
$M^{\text{Cost}^{\text{fluid}}}$	Valor máximo del costo del fluido de trabajo
$M^{\text{EI}^{\text{fluid}}}$	Valor máximo del impacto ambiental del fluido de trabajo
k_F	Factor utilizado para anualizar la inversión
α^{hub}	Exponente para los costos de capital
$\alpha_h^{\text{proces-rawgas}}$	Eficiencia volumétrica de las plantas de procesamiento
$F_h^{\text{max-cap-hub}}$	Capacidad máxima de gas natural que procesa una planta h
$F_{i,t}^{\text{max-well}}$	Capacidad máxima de gas shale disponible en un conjunto de pozos i
$F_{p,t}^{\text{max-conv}}$	Capacidad máxima de gas convencional disponible en el país

$F_{e,t}^{\max-import}$	Capacidad máxima disponible de gas natural importado
$F_{j,t}^{Gas-Market}$	Demanda de gas natural en el mercado.
$UC_{i,f,t}^{fluid}$	Costo fijo unitario del fluido de trabajo
$UC_{i,t}^{fracking}$	Costo variable unitario del fracking
$UC_{h,t}^{process}$	Costo fijo unitario del procesamiento de gas shale
FC_h^{hub}	Costo fijo del costo de capital en las plantas procesadoras
VC_h^{hub}	Costo variable por unidad de planta procesadora
$UC_{i,h}^{trans-well-hub}$	Costo unitario del transporte de los pozos a las plantas procesadoras
$UC_{h,j}^{trans-hub-market}$	Costo unitario del transporte de las plantas procesadoras a los mercados
$UP_{h,j,t}^{gas}$	Precio por unidad de gas de la planta procesadora h en el mercado j
$UPC_{p,j,t}^{conv}$	Diferencia unitaria del precio del gas entre el costo del gas convencional en cada mercado j
$UPC_{e,j,t}^{import}$	Diferencia unitaria del precio del gas entre el costo del gas importado e para cada mercado j
$UEI_{i,f}^{fluid}$	Impacto ambiental unitario del fluido de trabajo.
$UEI_h^{process}$	Impacto ambiental unitario del procesamiento para cada planta h
$UEI_{i,h}^{trans-well-hub}$	Impacto ambiental unitario del conjunto de pozos i a la planta procesadora h
$UEI_{h,j}^{trans-hub-market}$	Impacto ambiental unitario de la planta procesadora h al mercado j

$OUEI_{p,j}^{conv}$ Diferencia unitaria del impacto ambiental entre el conjunto de pozos i y el gas convencional.

$OUEI_{e,j}^{import}$ Diferencia unitaria del impacto ambiental entre la fuente de gas importado e y el gas convencional.

Variables positivas

$F_h^{cap-hub}$ Capacidad de las plantas procesadoras.

$f_{h,j,t}^{hub-market}$ Flujo de gas enviado de las plantas procesadoras a los mercados.

$f_{p,j,t}^{conv-market}$ Flujo de gas enviado de las fuentes de gas convencional a los mercados.

$f_{e,j,t}^{import-market}$ Flujo de gas enviado de las importaciones a los mercados.

$F_{h,t}^{hub-out}$ Flujo de gas a la salida de las plantas procesadoras.

$F_{h,t}^{hub-in}$ Flujo de gas a la entrada de las plantas procesadoras.

$f_{i,h,t}^{well-hub}$ Flujo de gas proveniente de los pozos, enviado a las plantas procesadoras

$F_{i,t}^{well}$ Flujo de gas shale producido

$F_{p,t}^{conventional}$ Flujo de gas convencional empleado.

$F_{e,t}^{imported}$ Flujo de gas importado necesario.

$EI_{i,f}^{fluid-fracking}$ Impacto ambiental del fluido de trabajo utilizado.

$Cost_{i,f}^{fluid-fracking}$	Costo del fluido de trabajo
$Cost^{fracking}$	Costo del fracking
$Cost^{processing}$	Costo del procesamiento del gas shale
$Cost^{trans-well-hub}$	Costo del transporte de los pozos de gas shale a las plantas procesadoras
$Cost^{trans-hub-market}$	Costo del transporte de las plantas procesadoras a los mercados.
$CapCost^{hubs}$	Costo de capital de las plantas procesadoras.
$Sales^{shale-gas}$	Ventas de gas shale
$Profit^{conv-gas}$	Ganancias referentes al gas convencional.
$Profit^{import-gas}$	Ganancias referentes al gas de importación.
$EI^{processing}$	Impacto ambiental debido al procesamiento del gas shale
$EI^{trans-well-hub}$	Impacto ambiental de los pozos de gas shale a las plantas procesadoras
$EI^{trans-hub-market}$	Impacto ambiental de las plantas procesadoras de gas shale al mercado
$EI^{shale-gas}$	Impacto ambiental provocado por el gas shale
$EI^{conv-gas}$	Impacto ambiental provocado por el gas convencional
$EI^{import-gas}$	Impacto ambiental provocado por las importaciones.
TEI	Impacto ambiental total por categoría.

Variables binarias

y_h^{hub} Existencia de las plantas procesadoras

$y_{i,f}^{fluid-fracking}$ Selección del fluido de trabajo utilizado para el fracking

Variables

$Profit^{shale-gas}$ Ganancias producidas por el gas Shale

TPP Ganancia total

AGRADECIMIENTOS

Algunas veces pareciera que el camino nunca termina es por eso que la compañía del trayecto hacen de este algo más pasajero y alegre al contar siempre con las personas indicadas para recorrerlo.

A mi asesor. Dr. Luis Fernando Lira Barragán le agradezco la oportunidad de elaborar este proyecto, por motivarme, apoyarme, compartir sus experiencias y conocimiento conmigo, siendo siempre una gran persona, tanto ética como profesionalmente.

A mis padres María Delfina Robledo y Gerardo Colin Martínez, por darme todo el apoyo siempre, por la confianza brindada y por extenderme su brazo cuando las cosas se ponían difíciles, por su protección y amor brindado a lo largo de este viaje.

A mis pávidos návidos Karina, David y Gerardo por el apoyo brindado en estos años, por las risas, la compañía, la comprensión, paciencia y cariño.

A mi séquito y sabandijas por estar siempre tan unidos, a todos mis amigos de la infancia y de la facultad, a mis profesores que fueron mi guía y apoyo durante este recorrido dándome siempre los mejores consejos y conocimientos que se pudieran obtener.

Gracias...

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, el país enfrenta un problema grave para el suministro adecuado de gas y satisfacer su creciente demanda. Las importaciones netas de gas natural han aumentado de manera acelerada, provocando que actualmente alrededor del 80% del gas que se consume en México sea de origen extranjero (Milenio, 2017).

De acuerdo con la Secretaría de Energía (SENER), esta problemática es de tal magnitud que representa un riesgo serio de seguridad energética nacional, debido también a que la producción nacional de gas natural enfrenta una producción local declinante (Vargas, 2013). Ante este escenario, la misma dependencia ha comenzado con la licitación de yacimientos no convencionales con el fin de mitigar la dependencia de nuestro país al gas extranjero. Por lo tanto, estas acciones dejan entrever que en el mediano o largo plazo México explotará una nueva fuente de gas, es decir el gas shale (cabe mencionar que nuestro país cuenta con enormes reservas de este origen) e iniciará su producción en el país las reservas de este recurso se encuentran principalmente en el norte del país (EIA, 2012).

Es por ello que la planeación y el diseño de estrategias que permitan operar de manera óptima las cadenas de suministro de gas debe ser una prioridad en las condiciones en que se encuentra nuestro país; en este contexto, es de particular interés el estudio y análisis del impacto que generará la nueva producción de gas shale sobre los esquemas existentes de suministro de gas. Entonces, para plantear posibles soluciones para el suministro de gas en los mercados se identifican tres fuentes: la primera de estas fuentes es la importación de gas natural a nuestro país, una segunda opción es la explotación de las fuentes convencionales ya existentes en México y como tercera fuente potencial se propone la explotación de gas shale en la cuenca de Burgos (de acuerdo a estudios previos es una de las zonas en México que cuenta con mejores condiciones para su explotación). En cualquiera de los casos se debe de realizar un análisis de la factibilidad que representa cada solución considerando el costo, el impacto ambiental, así como los problemas sociales que se puedan ocasionar.

Por otro lado, el país se puede dividir en cinco regiones para poder analizar la demanda de gas natural, estas son: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste (véase la **Figura 1**). Además, de acuerdo a reportes gubernamentales en 2015 casi todas las regiones aumentaron su demanda respecto a 2014 con excepción de la región Sur-Sureste, la cual tuvo una disminución de 6.4% (SENER, 2016).



Figura 1. Demanda regional de gas natural (SENER, 2016)

1.1 Justificación

De los datos históricos se deduce que la demanda de gas natural en México ha incrementado potencialmente al paso de los años, por lo que es importante hacer una evaluación que nos permita valorar la forma en que se va a satisfacer esta demanda. El país prácticamente está dependiendo de las importaciones que se tienen de otros países, principalmente de los Estados Unidos; sin embargo, México cuenta con grandes reservas de gas no convencional que no ha sido explotado; en este sentido, se requieren estudios para la planificación óptima de cadenas de suministro con perspectivas sustentables que consideren el escenario futuro inmediato al disponer de gas explotado de fuentes de gas shale.

Para hacer el análisis de este estudio se toma en cuenta varios factores técnicos y económicos, así como las consecuencias ambientales y sociales que se puedan presentar. Concretamente, es necesario desarrollar los modelos y técnicas de optimización adecuados para resolver el problema bajo estudio.

1.2 Hipótesis

A través de una metodología de optimización en la planeación de un sistema integral y sustentable de cadenas de suministro de gas natural en México, se determinarán las mejores condiciones técnicas, operacionales y ambientales para hacer rentable este proceso.

1.3 Objetivo General

El objetivo general de este proyecto de investigación es desarrollar y aplicar un modelo de formulación matemática para la planificación sustentable de cadenas de suministro de gas natural en México incorporando la producción de gas shale junto con la producción de gas natural y las importaciones del mismo, considerando simultáneamente aspectos económicos y ambientales.

1.3.1 Objetivos particulares

- a) Desarrollar un modelo de optimización multi-objetivo que permita la maximización de las ganancias totales para cadenas de suministro de gas natural, así como el impacto ambiental.

- b) Determinar la factibilidad técnica, económica y ambiental para la implementación de un sistema de suministro de gas en el país y plantear un esquema que permita identificar fácilmente la relación entre los objetivos económico y ambiental para las posibles soluciones del problema.

- c) Aplicar la metodología desarrollada para un caso de estudio (es de especial interés que sea aplicado al caso de México), con el fin de visualizar las capacidades del modelo matemático.

- d) Reportar las posibles soluciones considerando una mayor ganancia, así como un bajo impacto en el ambiente.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

El gas natural está compuesto principalmente de metano y otros hidrocarburos gaseosos, ya que el gas natural es incoloro, inodoro e insípido, se le agrega mercaptano para dar al gas natural un aroma distintivo (azufre), este olor añadido sirve como una medida de seguridad para ayudar a detectar fugas, es uno de los combustibles más utilizados en la industria, principalmente para fabricar materiales y productos químicos,

El gas natural se encuentra en las profundidades de la superficie de la tierra, algunas de las áreas donde se encuentra el gas están en tierra y otras están en alta mar o en las profundidades del océano, dependiendo de la profundidad y el yacimiento donde se encuentren se puede catalogar como gas convencional o no convencional,

El gas natural extraído de un pozo se denomina gas natural húmedo ya que generalmente contiene hidrocarburos líquidos, el metano y otros gases útiles se separan de este gas en una planta procesadora; al gas natural ya procesado se le da el nombre de gas natural seco y este es el que se envía a las compañías de distribución y después a los consumidores.

El transporte de gas natural desde la fuente o pozo, hasta los consumidores, requiere de una infraestructura la cual se puede agrupar en tres categorías (EIA, 2017):

- Tratamiento
- Transporte
- Almacenamiento

Esta infraestructura aplica para cualquier fuente de gas, sea convencional o no. Para que sea factible la extracción de una fuente ya probada se necesitan hacer estudios previos de dichas fuentes y debido a que depende de factores sociales, ambientales y económicos, la extracción va de manera proporcional con los costos de producción y los precios del gas.

El mercado global de gas natural está compuesto por mercados regionales que se agrupan en función de patrones históricos de transporte transoceánico (es decir, las cuencas del Atlántico y del Pacífico), o las supraregiones primarias para comercio de gas natural (es decir, América del Norte, Europa y Asia). Distinciones entre subregiones, mercados o, a la

inversa, la magnitud de la globalización, varían con el alcance del transporte de gas natural regiones y cuencas. (U.S. Energy Information Administration, 2014)

2.1 Antecedentes

El estudio del gas natural se ha trabajado durante años, desde sus características, su extracción, etc., en la actualidad se han buscado otras fuentes de gas, tal como lo es el gas Shale que mundialmente las reservas de este gas se estiman en casi 2.7 billones de metros cúbicos (ver Melikoglu, 2014) como resultado hay una prisa mundial para explotar este recurso, sin embargo este gas tiene efectos muy graves sobre el medio ambiente.

Las condiciones del mercado y la industria del gas natural están cambiando rápidamente, por lo que es necesario integrar nuevas tecnologías para determinar la explotación del gas shale. Algunos investigadores han propuesto estudios realizando modelos matemáticos que permitan desarrollar la infraestructura para la integración de este gas con el proveniente de otras fuentes con el fin de satisfacer las demandas actuales y futuras de energía en los mercados (véase Arredondo-Ramirez y col., 2016).

Tanto los recursos naturales nacionales como los importados son esenciales para satisfacer la demanda de energía en cualquier nación, como es el caso de China que es uno de los ejemplos más recurrentes por su rápido crecimiento económico reciente (ver Cheng, y col., 2018). En otros países como Italia, se analiza que el consumo de gas natural está influenciado por el producto interno bruto per cápita, el precio del gas y los días de grado de calefacción por lo que se estima una ecuación que vincula estos parámetros por medio de un análisis de regresión lineal (ver por ejemplo Bianco, 2014). Guernsey, y Linn (2018), examinaron la frecuencia con que el precio del gas natural y petróleo cambiaba constantemente; en este estudio los resultados indicaron que los precios de estos pueden variar significativamente de un año a otro.

Existen ya varios estudios de modelos matemáticos para diferentes ámbitos del gas natural, desde su extracción, las fuentes de producción, el impacto que provoca al ambiente, su distribución, entre otros. En otras publicaciones se han estudiado modelos de planificación estratégica para el desarrollo de yacimientos petrolíferos en el mar, su ubicación, instalaciones, costo, etc, extendiendo su trabajo para sitios donde se puede explotar gas

natural (ver Gupta & Grossmann, 2012). Desde mediados de 2001 se han presentado trabajos donde se muestra un modelo integrado para la optimización del diseño de la fractura hidráulica, producción de hidrocarburos y de flujo de efectivo de retorno a la inversión (ver Rahman y Col., 2001)

En la última década se ha visto que crece la dependencia del gas natural como combustible, Ji y Huang, (2018), discuten las mejoras para enfrentar el problema del suministro de gas natural en el mercado, proponiendo un algoritmo que encuentre el equilibrio de los mercados con con la producción del gas natural. Incluso se han publicado trabajos donde se considera una combinación para el suministro de gas a un mercado local, por tubería o transporte terrestre (ver Mikolajková y col., 2018).

El gas convencional produjo costos más altos en cuanto al procesamiento, se espera que los aspectos económicos y ambientales para el gas natural favorezcan a una mayor demanda, corriendo el riesgo de una escasez del mismo (ver Shaun Rimos y col., 2014).

El gas shale ha ganado una atención significativa alrededor del mundo, sin embargo Estados Unidos ha sido uno de los primeros en tener una producción rápida y significativa; a su vez varios países han tomado la iniciativa de empezar a desarrollar este recurso, tal el es caso de México que está tratando de desarrollar sus propios recursos con el gas shale, (ver Maya, 2013). Es necesario analizar las fuentes que van a satisfacer las demandas de energía en el mundo ya que el sistema que sustenta la infraestructura energética está sufriendo cambios y no en todos los países se pueden implementar la misma solución, intervienen aspectos sociales, económicos y ambientales, como por ejemplo en los Estados Unidos y en el Reino Unido se han hecho estudios donde se analizan los impactos proyectados del petróleo y gas de esquisto mediante el fraccionamiento hidráulico, (ver Partridge, 2018). Crow y col. (2016) desarrollaron una metodología novedosa que estima los costos de producción, de exploración y emisiones, utilizando las reservas de gas de esquisto en Estados Unidos en la década de 2000.

Alrededor del mundo existen grupos ambientalistas que están preocupados por el daño ambiental asociado con este fenómeno; en consecuencia existen trabajos que examinan la magnitud y responsabilidad en el contexto del fracking (ver Eyer, 2018). Otros trabajos

sugieren que la extracción de gas natural por fracking se suministre directamente a las plantas de energía de gas con el propósito de no tener intermediarios y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (ver Knudsen y Foss, 2016). Otro factor muy importante es el consumo de agua para la extracción de gas shale, se estima que el gas de esquisto consume más agua durante su ciclo de vida que el gas natural convencional debido principalmente a la enorme demanda del proceso de fractura hidráulica (ver Clark y Col., 2013).

2.2 Gas Convencional

Este tipo de yacimientos se caracterizan porque pueden ser explotados de manera relativamente sencilla, es decir que se pueden llevar a la producción de ciertos volúmenes económicos de hidrocarburos, por lo tanto, no tendrán que recibir tratamientos mayores de estimulación para su explotación ni tampoco será necesario utilizar una tecnología de punta para la producción de estos hidrocarburos en el yacimiento. Este tipo de hidrocarburos de han explotado hace más de un siglo.

El gas natural “convencional” está compuesto principalmente de metano y etano y se encuentra naturalmente en reservorios del subsuelo. Puede ser gas “no asociado” o libre que se extrae como resultado de las actividades hidrocarburíferas y gas “asociado” que se produce junto con el crudo. La producción de gas natural convencional en Latinoamérica se incrementó casi ocho veces desde 1970. Esto se debió al crecimiento económico de la región, así como a la implementación de políticas de gobierno que permitieron la incorporación de este recurso como medio para satisfacer las necesidades energéticas de ciertos países como Colombia, México, y Argentina. Se puede apreciar importantes cambios en ciertos países como México que aumentó cinco veces su producción desde 1970. A pesar de este aumento, México importa aproximadamente un 75% de su déficit (1,749 millones de pies cúbicos por día) mediante gasoductos desde los Estados Unidos y el resto mediante gas natural licuado (OLADE, 2014).

En la exploración de hidrocarburos convencionales en nuestro país se consideran 72 áreas de exploración, de las cuales 9 se localizan en la provincia petrolera de Burgos, 14 en Tampico-Misantla, 10 en Veracruz, dos en Macuspana, una en Pilar Reforma-Akal, una en Cinturón Plegado de Catemaco, 16 en Salina del Istmo, una en la Plataforma de Yucatán, 13 en Área Perdido, y cinco en Cordilleras Mexicanas (SENER, 2016).

De acuerdo con datos extraídos de PEMEX las reservas probadas de gas natural alcanzaron 15,291 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), de los que 65% corresponden a gas asociado y 35% a gas no asociado. Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 54,890 MMPCD, de los que 68% corresponden a gas asociado y 32% a gas no asociado. Los activos Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Litoral de Tabasco concentran 61% de las reservas 3P de gas natural. Ver **Figura 2**.



Figura 2. Composición de las reservas de gas natural. (PEMEX, 2015)

2.3 Gas no convencional

La exploración de hidrocarburos no convencionales se encuentra todavía en una etapa inicial. Es necesario incorporar tecnología que permita reducir los costos, volviendo viable su extracción, y evitar así la dependencia externa en materia energética, valorando aspectos económicos, sociales y ambientales.

La explotación de los recursos no convencionales implica retos a nivel regulatorio, de licencia social y de estructura institucional que aseguren licitaciones atractivas, así como el

diseño y seguimiento de contratos eficientes y la obtención expedita de permisos para la operación.

2.3.1 Fractura Hidráulica (Gas Shale)

Este gas se forma en una roca porosa de grano fino conocida como esquisto (ó shale) que se forma cuando se compacta arcilla y cieno, la cual está formada por capas finas y paralelas, esta roca es muy frágil y entre sus capas pueden llegar a tener cantidades significativas de gas natural.

Para explotar los hidrocarburos no convencionales alojados en las formaciones shale es necesario una vez perforados los pozos se utiliza la fractura hidráulica, esta técnica que fue desarrollada en los Estados Unidos comenzó a crecer rápidamente en la década de 1950, aunque la experimentación data del siglo XIX. (G.E. King, Apache Corporation, 2010)

Fractura Hidráulica.

Esta técnica busca mejorar la permeabilidad de las formaciones que contienen los hidrocarburos, mediante la creación de micro fisuras en la roca para que el gas puede fluir a través de estas fisuras en los pozos, llegando a la superficie. En los yacimientos convencionales los pozos se perforan en vertical, mientras que en los no convencionales se hace una perforación vertical de alrededor de 4 Km y posteriormente se sigue con una perforación horizontal promedio de 1 km como se muestra en la **Figura 3** (Urresti & Marcellesi, 2012)

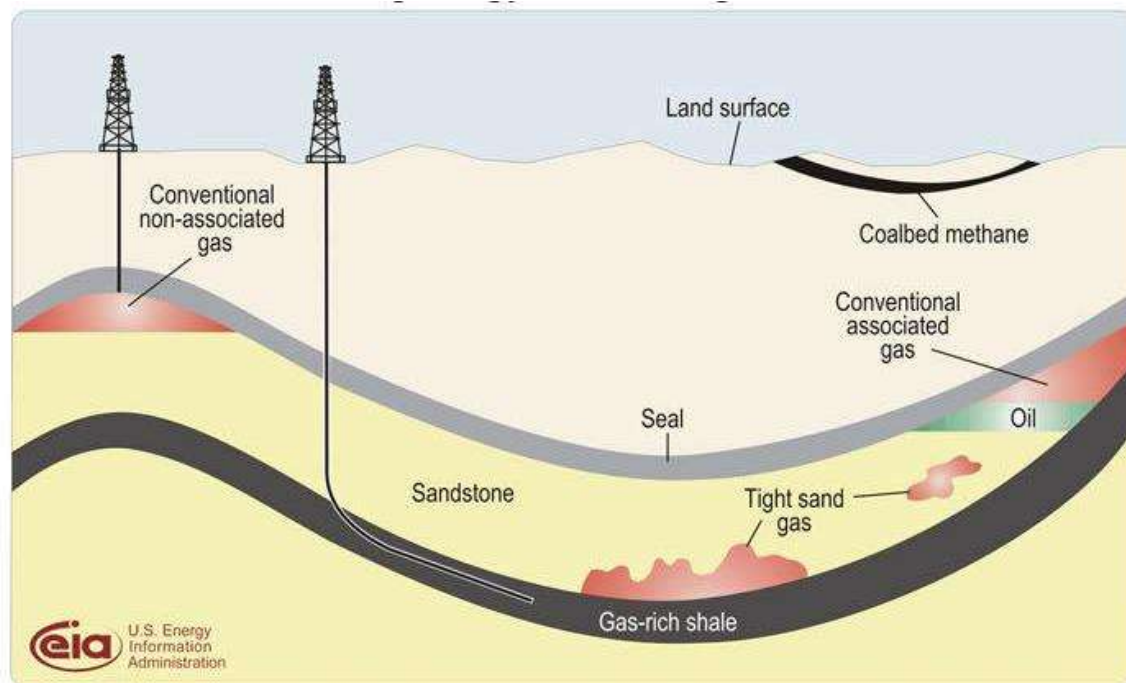


Figura 3. Geología esquemática de los recursos de gas natural (EIA, 2017)

Una vez que se tiene el área adecuada para la extracción, se perfora el pozo y se coloca una tubería de seguridad especial durante la perforación se pueden encontrar mantos acuíferos por lo que es necesario proteger la tubería, estas tuberías son cementadas a presión desde el interior hacia afuera, de este modo el pozo, las formaciones y los mantos acuíferos quedan aislados entre sí.

Para conectar el interior del pozo con las formaciones donde se encuentran los hidrocarburos es necesario fracturar la roca por medio del fluido de fractura, compuesto de agua, arena y químicos. De esta manera, una parte del fluido regresa por la tubería y este fluido debe de ser tratado para su posterior reúso, a medida que se va reduciendo la cantidad de fluido hacia afuera el gas comienza a fluir a través del pozo. Cuando el pozo finaliza su vida útil se rellena y se asegura la boca del pozo, lo que da oportunidad a que se restaure el área de extracción y vuelva a ser ocupado por las especies locales (ver **Figura 4**).

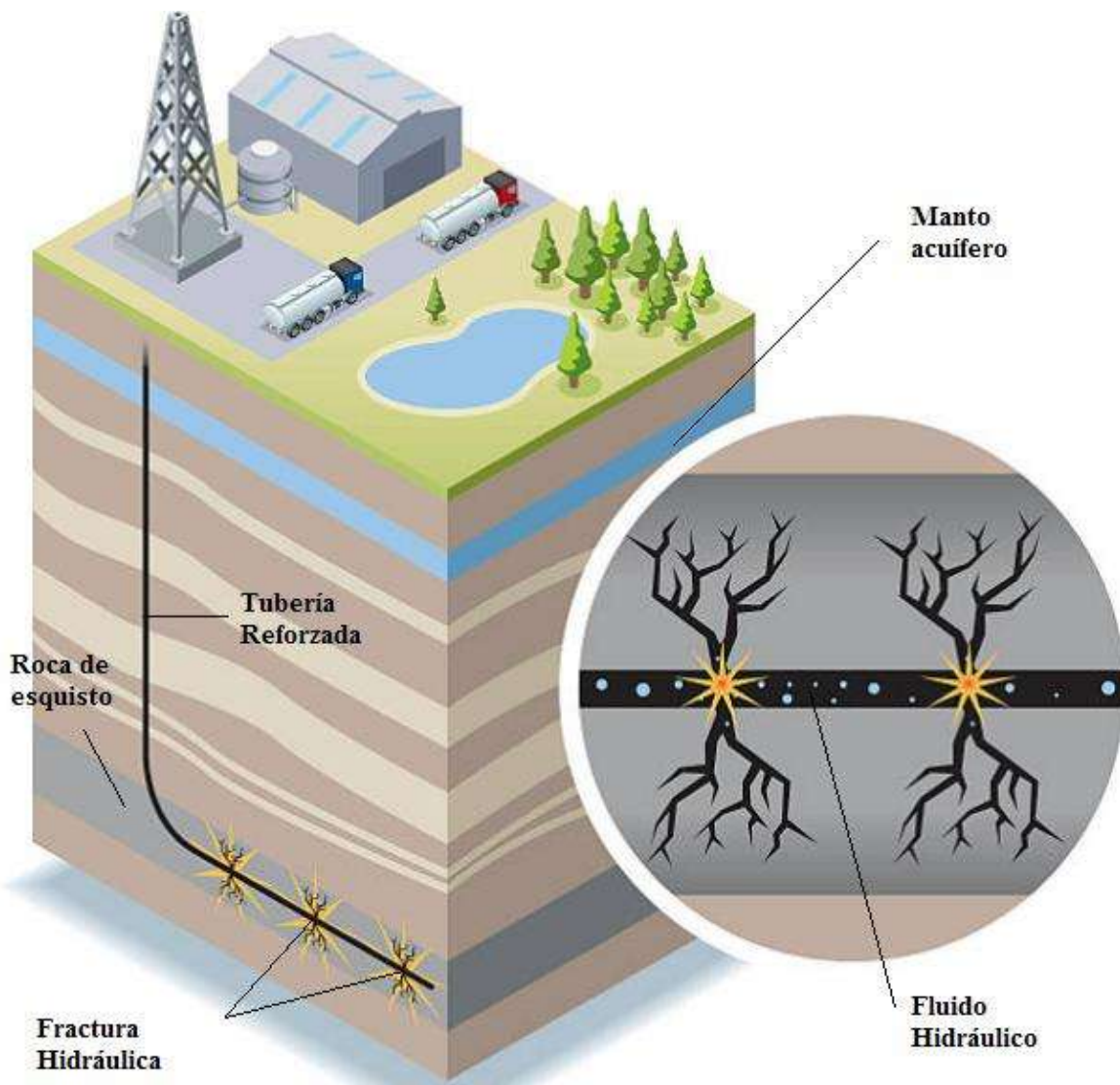


Figura 4. Diagrama de la operación de fractura hidráulica.

México cuenta grandes recursos de gas shale geológicamente prospectivos en la parte noreste del país dentro de la porción terrestre de la cuenca del Golfo de México ubicado en el estado de Coahuila al noreste de México. Directamente al sur del Río Grande, la Cuenca de Burgos cubre un área en tierra de aproximadamente 24,200 mi², excluyendo su extensión en la plataforma continental del Golfo de México (EIA, 2015) ver **Figura 5**.



Figura 5: Distribución geográfica de las reservas. (PEMEX, 2015)

México tiene un estimado de 6.3 billones de barriles de esquisto técnicamente recuperable y en riesgo potencial de recursos de petróleo de gas y shale (EIA, 2015).

2.4 Importaciones

Según la EIA, es probable que para el año 2020 algunas de las economías más importantes dependan más de los combustibles líquidos importados y gas natural, países como India o China que importarán al menos el 65% de su petróleo y el 35% de su gas natural, y se parecerán más a Japón, que depende de las importaciones para más del 95% de su consumo de petróleo y gas.

Las exportaciones de gas natural de Estados Unidos a México totalizaron casi 2.9 mil millones de pies cúbicos por día (MMPCD) en 2015, o casi el 60% de todas las exportaciones de gas natural de Estados Unidos; no obstante, estos números continúan creciendo rápidamente. Según los datos hasta noviembre las exportaciones de gas natural de Estados Unidos a México promediaron 3'800'000MPCD 2016, y los informes indican que los flujos diarios durante principios de 2017 ya están excediendo 4'200'000 millones de pies cúbicos por día (MPCD).

En 2017 y 2018, se espera que los ductos de gas natural actualmente en construcción o en las etapas de planificación casi dupliquen la capacidad de exportación de gas natural en ductos de los Estados Unidos a México. Gran parte de este gas natural probablemente se utilizará para generar electricidad ya que la Secretaría de Energía de México espera agregar una importante capacidad de generación de electricidad a partir de gas natural hasta el 2029 (EIA, 2017)

2.5 Demanda Nacional

En 2015, la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 7,115.0 MMPCD, lo que representó un incremento de 1.7% respecto a 2014. Del total de esta demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 MMPCD, le siguen los demás combustibles como la gasolina, diésel, carbón, gas L.P., combustóleo y finalmente coque de petróleo. Ver **Figura 6**.

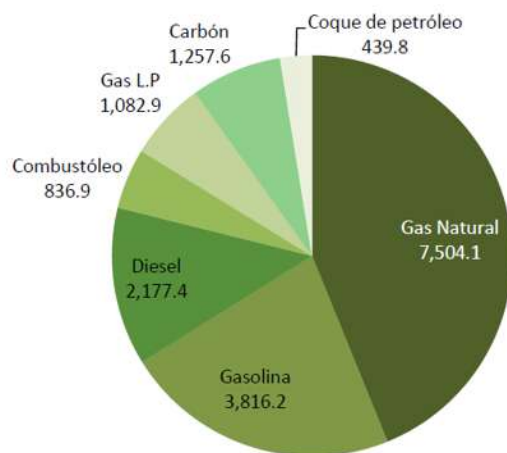


Figura 6. Demanda nacional de combustibles MMPCD 2015 (SENER, 2016)

2.6 Impacto Ambiental

En la actualidad la problemática ambiental tiene una dimensión global, caracterizándose por la contaminación en general trayendo como consecuencia afectar a los ecosistemas,

provocando su deterioro y/o destrucción. Con la globalización y la industrialización, el ser humano ha repercutido considerablemente en el cambio climático y en el impacto ambiental. Toda actividad que tenga una explotación económica sobre la naturaleza provoca daños colaterales, a estos daños se les reconoce como impacto ambiental. El impacto ambiental es evaluado y utilizado para prevenir, mitigar y restaurar los daños al medio ambiente, así como la regulación de obras o actividades para evitar o reducir sus efectos negativos en el ambiente y en la salud humana. (SEMARNAT, 2012)

El impacto de la industria sobre la naturaleza se produce particularmente por la ocupación del espacio, la utilización de los recursos naturales y la generación de residuos: desechos y contaminantes. El impacto ambiental que las industrias tienen sobre el medio ambiente y los recursos naturales ha sido considerable, no tan sólo como resultado del crecimiento de la producción sino también gracias a que dicho crecimiento se concentró en sectores de alto impacto ambiental. Dada la desigual distribución geográfica de la industria y los tipos de industrias en cada región, sus efectos ambientales son diferentes. Se puede distinguir estados con una alta intensidad de generación de contaminantes con relación a su producto, como parece ser el caso de Chiapas, Guanajuato, Querétaro, Tabasco, Tamaulipas, Tlaxcala y Veracruz. Otros estados, en cambio, presentan una baja intensidad de contaminación por unidad de producto industrial, como es el caso de los estados de México, Puebla, Jalisco, Nuevo León y la ciudad de México. (SEMARTAT, 2010)

2.6.1 Calentamiento global

El calentamiento global es el aumento de la temperatura del proceso de la media de los océanos y la atmósfera de la tierra causada por las emisiones masivas que realzan el efecto invernadero. Este fenómeno se originó a partir de una serie de actividades humanas, en las que destaca la quema de combustibles fósiles y los cambios en el uso del suelo, tales como la deforestación, así como varias otras fuentes secundarias.

Estas causas son un producto directo de la explosión demográfica, el crecimiento económico, el uso de tecnologías y fuentes de energía, la contaminación y un estilo de vida insostenible, en el que la naturaleza es vista como una materia prima para la explotación.

2.6.2 Eutrofización

La eutrofización es una de las consecuencias de los procesos de contaminación de las aguas en ríos, embalses, lagos, mares, etc., que se origina debido a la actividad del hombre sobre estos recursos. Este proceso es provocado por un exceso de nutrientes en el agua, principalmente nitrógeno y fósforo. Las consecuencias son ríos con mucha vegetación y otros organismos que agotan el oxígeno del agua y que llevan a la ausencia de vida en ella. Sus características son mal olor, ausencia de peces y en general poca calidad de las aguas. Los efectos son particularmente graves cuando afectan a aguas con destino al abastecimiento urbano. Parece lógico pensar que un aporte añadido de nutrientes al ecosistema acuático podría favorecerlo, pero no es así ya que estamos hablando de excesos manifiestos de nutrientes. Como siempre, estos ecosistemas se desarrollan en un perfecto equilibrio y el hombre con sus actividades, interfiere en ellos, en este caso, aportando este exceso de nutrientes.

2.6.3 Impacto ambiental sobre la salud humana

El daño al medio ambiente tiene su repercusión en la salud humana, e impacta de una manera preocupante sobre esta; si bien es sabido que nuestro sistema de vida, como la producción industrial, distribución y consumo, causa deterioro a nuestra calidad de vida. Aunque no toda la contaminación nos afecta directamente, cabe resaltar que muchos factores intervienen para atacarnos de maneras diferentes, es decir, la interacción entre medio ambiente y salud es más estrecha y compleja y cada día las condiciones del aire, tierra y agua empeoran significativamente impactando la salud humana.

2.7 Metodología para medir la evaluación del impacto ambiental

El aspecto ambiental se ha convertido en un punto central para diferentes trabajos desarrollados en las últimas décadas. La herramienta para la reducción y evaluación de impactos químicos y otros impactos ambientales (TRACI) ha sido el instrumento para

lograr este objetivo en la mayoría de ellos. TRACI es una metodología desarrollada para medir la evaluación del impacto ambiental, que puede utilizarse en la producción de productos, procesos e instalaciones con el objetivo de evaluar su sostenibilidad. El análisis incluye la cuantificación de contaminantes que pueden ser estresantes en algunas categorías de daños: agotamiento del ozono, calentamiento global, acidificación, eutrofización, formación de smog fotoquímico, salud humana, ecotoxicidad y efectos de agotamiento de combustibles fósiles. (Bare J. C., 2008).

Tomando en cuenta la metodología TRACI, Vahidi y Zhao (2017) utilizaron la metodología para obtener la Evaluación de Impacto Ambiental generada a partir de la separación de óxidos de tierras raras utilizando extracción por solvente, debido a la importancia que este compuesto tiene en aplicaciones industriales. Por otro lado, Koiwanit y col. (2014) incluyen la evaluación de impacto ambiental como comparación entre la generación eléctrica de oxcombustible y el carbón de lignito como materia prima, teniendo como resultado principalmente la reducción en el calentamiento global considerando oxcombustible debido a la captura de material particulado. En esta forma de generación de energía, Pehnt y Henkel (2009) presentan una evaluación del ciclo de vida de las plantas de energía de lignito para identificar la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ con el menor impacto. La explotación del gas de esquisto ha sido evaluada desde diferentes puntos de vista, Stamford y Azapagic (2014) estiman el impacto ambiental del uso del gas de esquisto para la generación eléctrica y su comparación con combustibles convencionales como el carbón y el gas líquido, y la energía nuclear y solar; sin embargo, la metodología CML 2001 no tiene investigaciones adicionales en todas las categorías incluidas. TRACI utiliza potenciales de calentamiento global (GWP) para el cálculo de la potencia de los gases de efecto invernadero relativo al CO₂, para calcular la eutrofización se utiliza el nitrógeno (N) ya que es a menudo más perjudicial para el ambiente el método para calcular los impactos en la salud humana se calculan en función de varios contaminantes que tienen la capacidad de causar efectos en la salud humana. Estos contaminantes pueden emitirse como partículas o ser el producto de reacciones químicas en el aire, los precursores más comunes son el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), siendo una unidad de toxicidad comparativa, CTU (Comparative Toxicity Unit) (Bare J. , 2012)

2.8 Planteamiento del problema

La disponibilidad de gas natural proveniente de las fuentes de suministro, debe de ser suficiente para satisfacer la demanda del país; dichas fuentes deben de ser evaluadas para conocer las posibilidades económicas, sociales y ambientales que se puedan tener para poder implementarlas en una cadena de suministro logrando satisfacer la demanda del mercado nacional. Además, se considera la posibilidad de tener varias soluciones donde se involucre el medio ambiente como prioridad así como las ganancias que se puedan llegar a tener. La descripción de lo mencionado anteriormente se puede apreciar en la **Figura 7**.

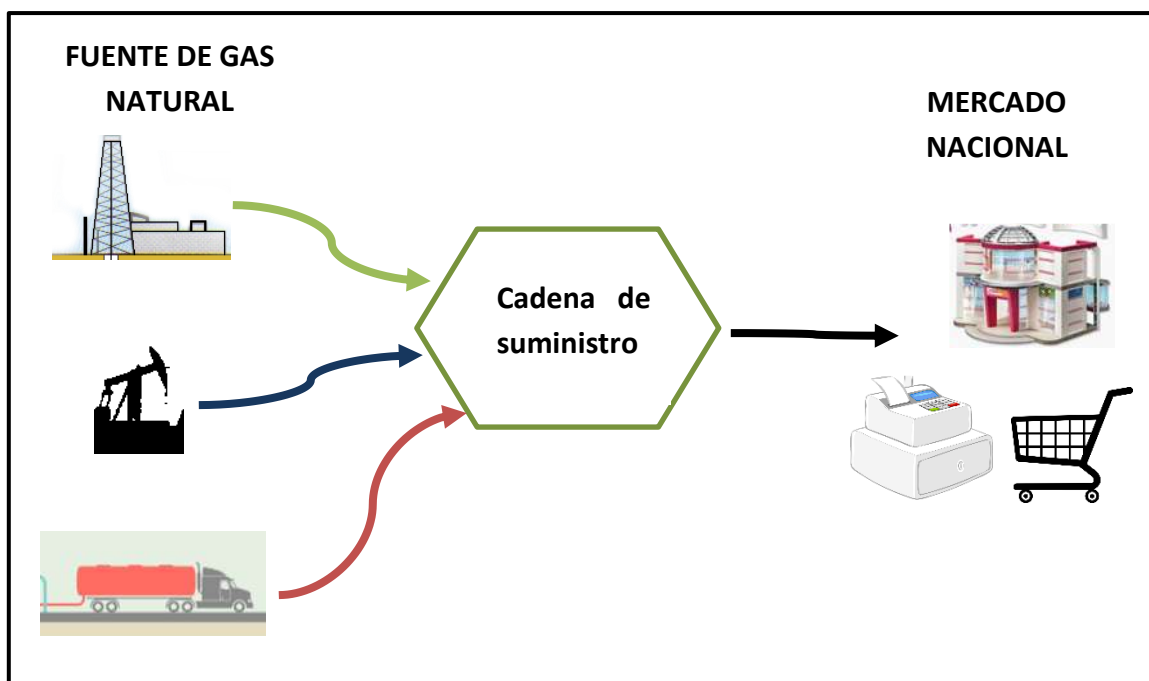


Figura 7. Distribución de las fuentes de gas para satisfacer la demanda

Se observa que la demanda se puede satisfacer ya sea de las tres fuentes de gas que se proponen, o bien puede ser sólo de una o de dos fuentes distintas, dependiendo de nuestro objetivo.

CAPITULO 3. METODOLOGÍA

Recordando que el propósito principal del presente trabajo es conocer la factibilidad económica y ambiental para la distribución de gas natural en el país, considerando la implementación de gas shale. Se contemplan la generación y modelamiento de una superestructura que incluye todas las posibles soluciones al problema de interés, es decir una cadena de suministro robusta donde la demanda de gas nacional se satisfaga a través de la producción de gas convencional, fuentes de importación existentes en el país, así como la futura producción de gas shale. En esta metodología se evalúan varios factores para cada fuente de suministro tales como las ganancias, costos de transporte, impacto ambiental, entre otros. Para el caso particular del gas shale se incluye el proceso de la fractura hidráulica, el tipo de fluido a utilizar, la zona de extracción, etc.

Formulación y desarrollo del modelo matemático

Se realiza un análisis que nos permita realizar una superestructura donde la demanda de gas natural del mercado nacional se satisfaga mediante la oferta que tenemos de las tres fuentes posibles del mismo como se muestra en la **Figura 8**.

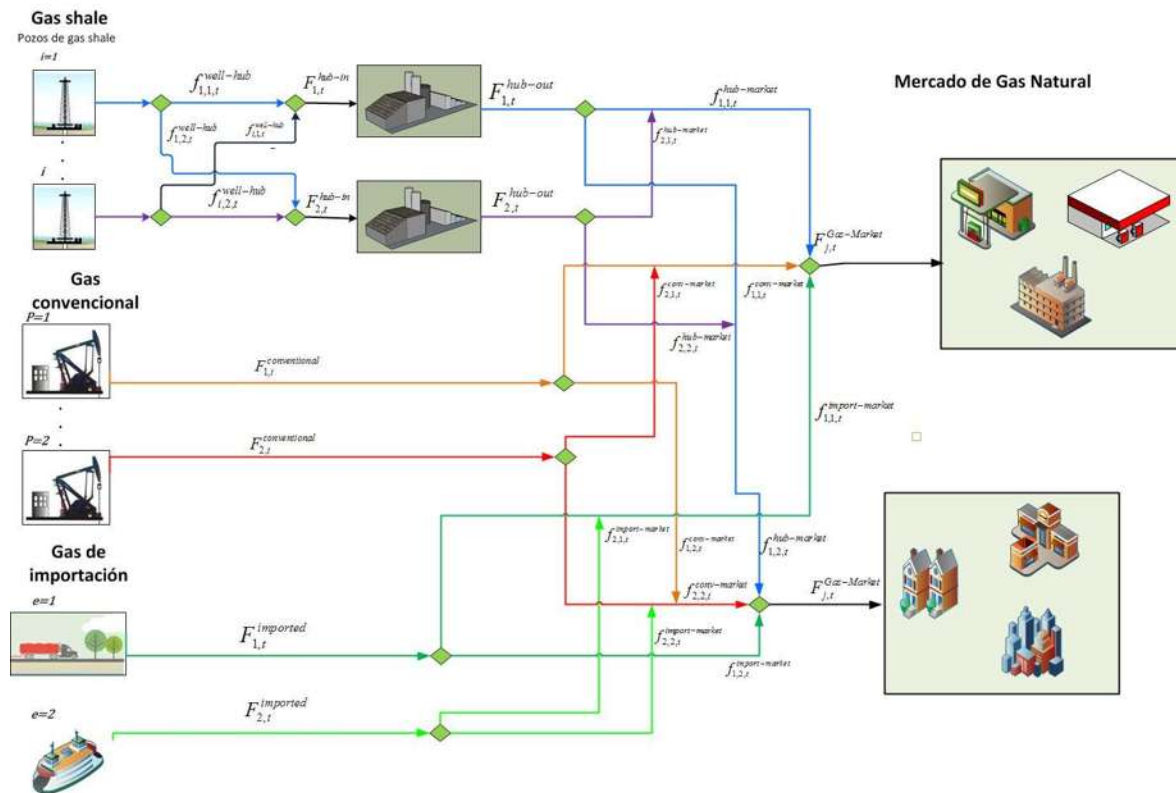


Figura 8. Superestructura general propuesta para la cadena de suministro óptima

Para describir la superestructura se toma en cuenta que cada fuente de gas natural cuenta con una cantidad disponible determinada, las cuales suministrarán el gas natural a los mercados (las regiones del país). En este contexto, con el fin de mejorar la comprensión de la metodología y en particular de la nomenclatura se definen a continuación los subíndices a emplear y su connotación.

$i = \text{zona de pozos de extracción}$

$j = \text{mercados}$

$h = \text{plantas de procesamiento}$

$t = \text{periodos de tiempo}$

$e = \text{mercados de importación}$

$p = \text{mercados convencionales}$

$f = \text{fluido de trabajo}$

3.1 Demandas en los centros de distribución:

Para satisfacer la demanda total de gas en el mercado ($F_{j,t}^{Gas-Market}$) en un determinado tiempo se deberán sumar los flujos que provengan de las plantas procesadoras de gas shale ($f_{h,j,t}^{hub-market}$), de las fuentes gas convencional ($f_{p,j,t}^{conv-market}$) y de las fuentes importación del mismo ($f_{e,j,t}^{import-market}$):

$$F_{j,t}^{Gas-Market} = \sum_h f_{h,j,t}^{hub-market} + \sum_p f_{p,j,t}^{conv-market} + \sum_e f_{e,j,t}^{import-market}, \quad \forall j, \forall t \quad (1)$$

3.2 Balance en las plantas procesadoras:

El flujo de la salida de las plantas de procesamiento de gas shale ($F_{h,t}^{hub-out}$) será igual a la suma del flujo que demande el mercado proveniente del gas shale ($f_{h,j,t}^{hub-market}$).

$$F_{h,t}^{hub-out} = \sum_j f_{h,j,t}^{hub-market}, \quad \forall h, \forall t \quad (2)$$

3.3 Eficiencia del procesamiento:

El gas a la salida de las plantas procesadoras ($F_{h,t}^{hub-out}$) será igual a la cantidad de gas a la entrada de la misma ($F_{h,t}^{hub-in}$) multiplicado por una constante que represente la eficiencia volumétrica del tratamiento en la planta procesadora ($\alpha_h^{proces-rawgas}$):

$$F_{h,t}^{hub-out} = \alpha_h^{proces-rawgas} F_{h,t}^{hub-in}, \quad \forall h, \forall t \quad (3)$$

La capacidad total de la planta procesadora h ($F_h^{cap-hub}$) debe de ser mayor o igual a la capacidad de entrada a la planta en cada periodo de tiempo t ($F_{h,t}^{hub-in}$). El término (y_h^{hub}) se usa para activar la expresión o desactivarla en caso de que la variable binaria sea cero.

$$F_h^{cap-hub} \geq F_{h,t}^{hub-in}, \quad \forall h, \forall t \quad (4)$$

$$F_h^{cap-hub} \leq F_h^{max-cap-hub} y_h^{hub}, \quad \forall h \quad (5)$$

Envío de gas de los pozos a las plantas procesadoras.

El flujo a la entrada de las plantas procesadoras ($F_{h,t}^{hub-in}$) será igual a la suma de los flujos de cada pozo ($f_{i,h,t}^{well-hub}$)

$$F_{h,t}^{hub-in} = \sum_i f_{i,h,t}^{well-hub}, \quad \forall h, \forall t \quad (6)$$

Balances en los conjuntos de pozos

El flujo total de gas shale producido en el pozo i y en el tiempo t ($F_{i,t}^{well}$) se distribuirá a cada una de las posibles plantas de procesamiento ($f_{i,h,t}^{well-hub}$)

$$F_{i,t}^{well} = \sum_h f_{i,h,t}^{well-hub}, \quad \forall i, \forall t \quad (7)$$

El flujo total que se extrae de los pozos durante el periodo t ($F_{i,t}^{well}$) debe de ser menor o igual al flujo máximo de producción en cada conjunto de pozos ($F_{i,t}^{max-well}$). Como se muestra en la siguiente restricción:

$$F_{i,t}^{well} \leq F_{i,t}^{max-well}, \quad \forall i, \forall t \quad (8)$$

3.4 Balances en las diferentes fuentes de gas natural:

3.4.1 Gas Convencional

El flujo proveniente de la fuente de gas convencional ($F_{p,t}^{conventional}$) será igual a la suma de todas las fuentes de gas convencional que van a los mercados ($f_{p,j,t}^{conv-market}$).

$$F_{p,t}^{conventional} = \sum_j f_{p,j,t}^{conv-market}, \quad \forall p, \forall t \quad (9)$$

El flujo total de gas convencional en un periodo de tiempo ($F_{p,t}^{conventional}$) debe de ser igual o menor al flujo máximo que existe de gas convencional ($F_{p,t}^{max-conv}$)

$$F_{p,t}^{conventional} \leq F_{p,t}^{max-conv}, \quad \forall p, \forall t \quad (10)$$

3.4.2 Gas importado

El flujo de gas importado de la fuente e ($F_{e,t}^{imported}$) se dirigirá a cada mercado ($f_{e,j,t}^{import-market}$) en cada tiempo.

$$F_{e,t}^{imported} = \sum_j f_{e,j,t}^{import-market}, \quad \forall e, \forall t \quad (11)$$

El flujo total importado ($F_{e,t}^{imported}$) no deberá ser mayor a la demanda total del gas de importación ($F_{e,t}^{max-import}$).

$$F_{e,t}^{imported} \leq F_{e,t}^{max-import}, \quad \forall e, \forall t \quad (12)$$

3.5 Disyunción para la selección del fluido de trabajo:

Para determinar el fluido de trabajo óptimo a utilizar, se propone la siguiente distinción, donde la variable Booleana ($Y_{i,f}^{Fluid-Fracking}$) represente la selección del fluido f , y de ser así se consideren los costos de cada fluido ($Cost_{i,f}^{fluid-fracking}$), así como el impacto ambiental ($EI_{i,f}^{fluid-fracking}$) provocado por el mismo.

$$\left[\begin{array}{l} Y_{i,f}^{Fluid-Fracking} \\ Cost_{i,f}^{fluid-fracking} = \sum_t NPV_t UC_{i,f,t}^{fluid} F_{i,t}^{well} \\ EI_{i,f}^{fluid-fracking} = \sum_t UEI_{i,f}^{fluid} F_{i,t}^{well} \end{array} \right], \quad \forall i, f \quad (13)$$

La disyunción previa es reformulada con un conjunto de ecuaciones algebraicas. Cuando la variable Booleana ($Y_{i,f}^{Fluid-Fracking}$) toma valor verdadero, su variable binaria asociada ($y_{i,f}^{fluid-fracking}$) tomará el valor de uno. Por otra parte, cuando la variable Booleana ($Y_{i,f}^{Fluid-Fracking}$) sea falsa, la variable binaria ($y_{i,f}^{fluid-fracking}$) tomará el valor de cero. De esta manera la siguiente expresión representa la selección de sólo un fluido de trabajo f en cada una de las zonas de extracción del gas shale:

$$\sum_f y_{i,f}^{fluid-fracking} = 1, \quad \forall i \quad (14)$$

3.5.1 Costo del fracking

Para calcular el costo del fluido para el fracking se realiza a través del siguiente par de expresiones, donde su costo corresponde al producto del valor presente neto (NPV_t), su valor unitario ($UC_{f,t}^{fluid}$) y el flujo ($F_{i,t}^{well}$); en caso de que este fluido no sea requerido en la solución óptima entonces su carga desaparece con la expresión de la derecha en las siguientes ecuaciones.

$$Cost_{i,f}^{fluid-fracking} \geq \sum_t NPV_t UC_{f,t}^{fluid} F_{i,t}^{well} - M^{Cost^{fluid}} (1 - y_{i,f}^{fluid}), \quad \forall i, \forall f \quad (15)$$

$$Cost_{i,f}^{fluid-fracking} \leq \sum_t NPV_t UC_{f,t}^{fluid} F_{i,t}^{well} + M^{Cost^{fluid}} (1 - y_{i,f}^{fluid}), \quad \forall i, \forall f \quad (16)$$

Donde M representa el máximo valor para el costo del fluido.

3.5.2 Impacto ambiental del fracking

Análogamente, a la determinación de los costos del fluido, las siguientes relaciones determinan el impacto ambiental del fluido de trabajo durante el proceso de fracking:

$$EI_{i,f}^{fluid-fracking} \geq \sum_t UEI_{i,f}^{fluid} F_{i,t}^{well} - M^{EI^{fluid}} (1 - y_{i,f}^{fluid}), \quad \forall i, \forall f \quad (17)$$

$$EI_{i,f}^{fluid-fracking} \leq \sum_t UEI_{i,f}^{fluid} F_{i,t}^{well} + M^{EI^{fluid}} (1 - y_{i,f}^{fluid}), \quad \forall i, \forall f \quad (18)$$

3.6 Función objetivo económica

3.6.1 Costos

3.6.1.1 Costos operacionales

Estos costos toman en cuenta varios factores como lo son la fractura hidráulica, procesamiento del gas, el transporte de los pozos a las plantas y el traslado del gas procesado a los mercados, las ecuaciones correspondientes a cada costo se muestran a continuación.

3.6.1.2 Costos de fractura hidráulica

Este se refiere al costo que tendrá el fracking, incluyendo el flujo ($F_{i,t}^{well}$), el valor unitario del fracking ($UC_{i,t}^{fracking}$) y el costo del fluido a utilizar para la fractura.

$$Cost^{fracking} = \sum_i \sum_t NPV_t UC_{i,t}^{fracking} F_{i,t}^{well} + \sum_i \sum_f Cost_{i,f}^{fluid-fracking} \quad (19)$$

3.6.1.3 Costos de procesamiento de gas crudo

Para calcularlo es necesario tener el costo unitario del procesamiento $UC_{h,t}^{process}$ de gas shale, así como el flujo a la entrada de las plantas procesadoras $F_{h,t}^{hub-in}$.

$$Cost^{processing} = \sum_h \sum_t NPV_t UC_{h,t}^{process} F_{h,t}^{hub-in} \quad (20)$$

3.6.1.4 Costos de transporte del conjunto de pozos a las plantas procesadoras

Se necesitará conocer el costo unitario de traslado de los conjuntos de pozos a las plantas procesadoras, multiplicando así por el flujo a transportar.

$$\text{Cost}^{trans-well-hub} = \sum_i \sum_h \sum_t NPV_t UC_{i,h}^{trans-well-hub} f_{i,h,t}^{well-hub} \quad (21)$$

3.6.1.5 Costos de transporte de las plantas a los mercados

De igual manera es necesario calcular el costo de transporte desde las plantas procesadoras a los mercados, considerando el costo unitario y el valor presente neto.

$$\text{Cost}^{trans-hub-market} = \sum_h \sum_j \sum_t NPV_t UC_{h,j}^{trans-hub-market} f_{h,j,t}^{hub-market} \quad (22)$$

3.6.1.6 Costos de capital

Para calcular el costo de capital ($Cap\text{Cost}^{hubs}$) para las plantas procesadoras se considera un factor de anualización (k_F), los costos fijos (FC_h^{hub}), costos variables (VC_h^{hub}), la capacidad operacional de cada planta ($F_h^{cap-hub}$) así como el exponente que considera las economías de escala (α^{hub}):

$$Cap\text{Cost}^{hubs} = k_F \sum_h \left[FC_h^{hub} y_h^{hub} + VC_h^{hub} (F_h^{cap-hub})^{\alpha^{hub}} \right] \quad (23)$$

3.6.2 Ingresos

3.6.2.1 Ingresos por ventas de gas shale

Las ventas del gas natural ($Sales^{shale-gas}$) están dadas por la ecuación (23), la cual toma en cuenta el valor presente del dinero en el tiempo (NPV_t), así como la diferencia entre precio y del costo de producción del gas convencional ($UP_{h,j,t}^{gas}$), multiplicado por el flujo de las plantas procesadoras a los mercados ($f_{h,j,t}^{hub-market}$).

$$Sales^{shale-gas} = \sum_h \sum_j \sum_t NPV_t UP_{h,j,t}^{gas} f_{h,j,t}^{hub-market} \quad (24)$$

3.6.2.2 Ganancias de gas shale

Al mismo tiempo que se satisface la demanda nacional se obtienen ganancias ($Profit^{shale-gas}$) de la misma red de suministro, para el caso del gas shale, viene dado por la siguiente ecuación. En esta expresión se incluyen las ganancias totales debidas a las ventas de gas shale ($Sales^{shale-gas}$) restando el costo del fracking, del procesamiento, del transporte a las plantas procesadoras y a los mercados y los costos de capital.

$$Profit^{shale-gas} = Sales^{shale-gas} - Cost^{fracking} - Cost^{processing} - Cost^{trans-well-hub} - Cost^{trans-hub-market} - CapCost^{hubs} \quad (25)$$

3.6.2.3 Ganancias de gas convencional

Para las ganancias provenientes del gas convencional se considera el valor presente neto (NPV_t), así como la diferencia entre el precio del gas en el mercado y el costo de producción ($UPC_{p,j,t}^{conv}$), que al multiplicarlo por el flujo de gas desde la fuente a los mercados ($f_{p,j,t}^{conv-market}$) nos dará la ganancia total ($Profit^{conv-gas}$).

$$Profit^{conv-gas} = \sum_p \sum_j \sum_t NPV_t UPC_{p,j,t}^{conv} f_{p,j,t}^{conv-market} \quad (26)$$

3.6.2.4 Ganancias de gas importado

Para el gas importado se tiene la siguiente ecuación, considerando la diferencia del precio del gas y del costo de gas de importación, multiplicado por el flujo de gas de esta fuente a los mercados y por el valor presente neto, obteniendo así las ganancias totales provenientes del gas importado.

$$Profit^{import-gas} = \sum_e \sum_j \sum_t NPV_t UPC_{e,j,t}^{import} f_{e,j,t}^{import-market} \quad (27)$$

3.6.2.5 Ganancias totales

De esta manera la función objetivo económica consiste en maximizar las ganancias totales, la cual viene representada en la siguiente ecuación, donde se determina a partir de la suma de las ganancias del gas shale, gas convencional y el gas de importación.

$$\text{Max } TPP = \text{Profit}^{\text{shale-gas}} + \text{Profit}^{\text{conv-gas}} + \text{Profit}^{\text{import-gas}} \quad (28)$$

3.7 Función objetivo ambiental

Es importante analizar los condicionantes ambientales que determinan la viabilidad del desarrollo de este proyecto en relación al medio ambiente. Para esto se tienen las siguientes ecuaciones las cuales evalúan los efectos del proyecto para proteger la salud humana, contribuir a la mejora de la calidad de vida, mantener la biodiversidad y conservar los ecosistemas.

3.7.1 Impacto ambiental del procesamiento de gas shale

De las ecuaciones (28)-(30) tenemos los diferentes análisis para el impacto ambiental total ocasionado por el gas shale. Primero se analiza el impacto ambiental unitario que genera el procesar el gas extraído de los pozos (UEI_h^{process}) y multiplicarlo por el flujo de entrada de la planta procesadora ($F_{h,t}^{\text{hub-in}}$)

$$EI^{\text{processing}} = \sum_h \sum_t UEI_h^{\text{process}} F_{h,t}^{\text{hub-in}} \quad (29)$$

3.7.2 Impacto ambiental de transporte de los pozos a las plantas procesadoras

Por otro lado, es necesario analizar el impacto ambiental del transporte, el cual de forma general se cuantifica con la suma del impacto ambiental unitario del transporte multiplicado por el flujo.

$$EI^{\text{trans-well-hub}} = \sum_i \sum_h \sum_t UEI_{i,h}^{\text{trans-well-hub}} f_{i,h,t}^{\text{well-hub}} \quad (30)$$

3.7.3 Impacto ambiental de transporte de las plantas a los mercados

$$EI^{\text{trans-hub-market}} = \sum_h \sum_j \sum_t UEI_{h,j}^{\text{trans-hub-market}} f_{h,j,t}^{\text{hub-market}} \quad (31)$$

3.7.4 Impacto ambiental total para el gas shale

El impacto ambiental total ($EI^{shale-gas}$) proveniente del gas shale se evalúa sumando el impacto del fluido a utilizar para el fracking ($EI_{i,f}^{fluid-fracking}$), el del procesamiento ($EI^{processing}$) y el transporte del gas.

$$EI^{shale-gas} = \sum_i \sum_f EI_{i,f}^{fluid-fracking} + EI^{processing} + EI^{trans-well-hub} + EI^{trans-hub-market} \quad (32)$$

3.7.5 Impacto ambiental total para el gas convencional

Con ayuda de TRACI calculamos el impacto ambiental global unitario para el proceso de extracción de gas natural (OUEI), el cual incluye extracción, transporte y procesamiento para el gas convencional. Que al multiplicarlo por el flujo de gas convencional a utilizar ($f_{p,j,t}^{conv-market}$), nos dará el impacto total generado.

$$EI^{conv-gas} = \sum_p \sum_j \sum_t OUEI_{p,j}^{conv} f_{p,j,t}^{conv-market} \quad (33)$$

3.7.6 Impacto ambiental total para el gas importado

De igual manera obtenemos OUEI para el gas de importación ($OUEI_{e,j}^{import}$), y se multiplica por el flujo de gas requerido proveniente de las importaciones.

$$EI^{import-gas} = \sum_e \sum_j \sum_t OUEI_{e,j}^{import} f_{e,j,t}^{import-market} \quad (34)$$

3.7.7 Impacto ambiental total

Para finalizar se suman las ecuaciones (31), (32) y (33) para obtener el impacto ambiental total, representado en la siguiente ecuación.

$$TEI = EI^{shale-gas} + EI^{conv-gas} + EI^{import-gas} \quad (35)$$

Finalmente, la formación del modelo propuesto consiste en un total de 35 ecuaciones y la maximización de las ganancias totales en la ecuación (27).

CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO

En este proyecto se propone un análisis hipotético de la cadena de suministro de gas natural en la República Mexicana, tomando en cuenta tres fuentes de suministro de este recurso (gas convencional, gas importado y gas shale) buscando tener un equilibrio viable de las ganancias con el impacto ambiental. Dicho análisis nos permite aplicar la superestructura general propuesta en la metodología al caso particular de nuestro país donde se muestran las fuentes de gas a utilizar, las plantas procesadoras, los flujos y los mercados del país, como se muestra en la **Figura 9**.

Como se mencionó anteriormente se consideran 5 mercados en la república, dividido por cinco regiones, Noreste, Noroeste, Centro-occidente, centro y región Sur. (SENER, 2016).

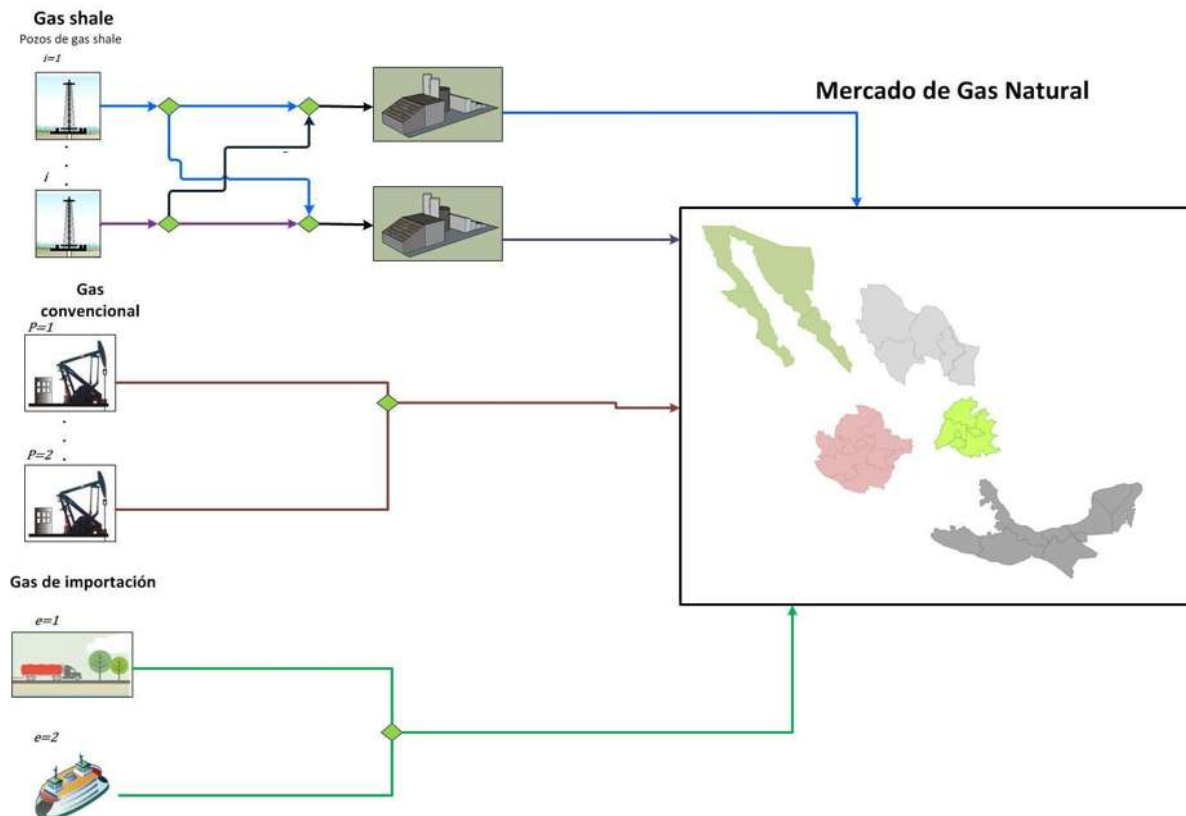


Figura 9. Superestructura propuesta para el suministro de gas en México.

La demanda nacional del país para el año 2016 fue de 9'057 MPCD diarios (SENER, 2016), dicha demanda se necesitará satisfacer por medio de diferentes fuentes de gas.

Para el gas shale se considera la reserva de Burgos, ubicada en los estados de Coahuila y Nuevo León, contando con una concentración aproximada de 210 Bcfmi² distribuidos en 16 pozos (Arredondo-Ramirez y col., 2016) como se muestra en la **Figura 10**

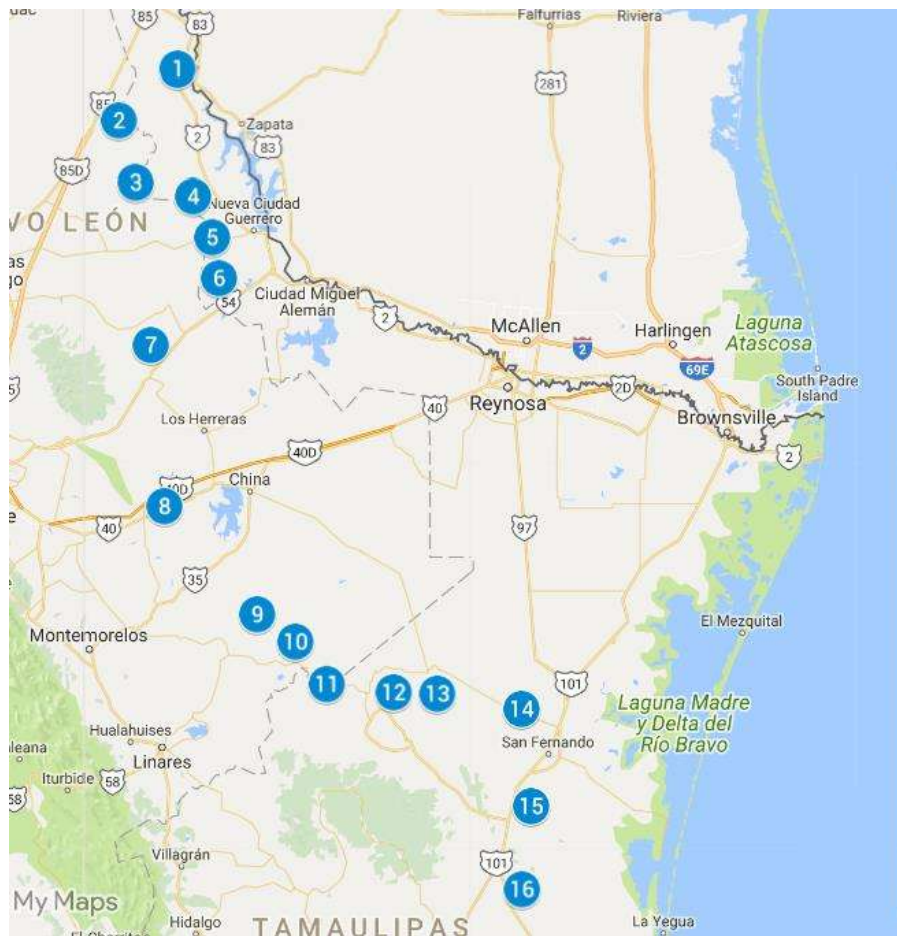


Figura 10. Localización de la reserva de Burgos

Estos 16 pozos se reagrupan para formar zonas y a su vez se localizan 2 plantas procesadoras de gas shale, como se puede observar en la **Figura 11**

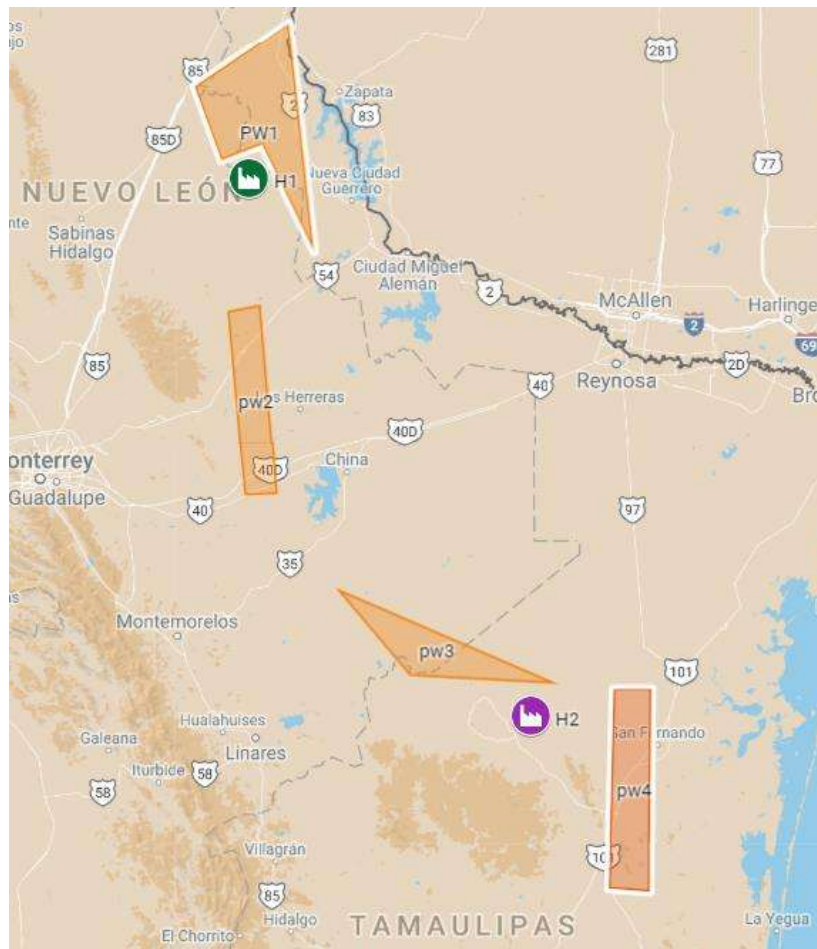


Figura 11. Distribución de los conjuntos de pozos y plantas tratadoras.

Para el gas convencional se toma en cuenta la reserva de 4 regiones en el país, región marina noreste, marina suroeste, región Sur y región norte (PEMEX, 2016).

Para el gas se importación se consideró el transporte como un factor significativo para analizar, por lo que se consideró una fuente de importación por tierra y otra que fuera por mar, para el caso de traslado por tierra se tomó el gas importado desde los Estados Unidos, transportando un aproximado de 3.8 Bcf/d para el año 2016. (EIA, 2017). Mientras que para el transporte por vía marítima se consideró una producción de 8076.85 MPCD, proveniente de Perú, en el año 2016, llegando al puerto de Manzanillo (Perupetro, 2016).

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el caso de estudio mencionado anteriormente se muestra la aplicabilidad del modelo matemático propuesto, el modelo MINLP consta de 10 variables binarias, 823 variables continuas y 501 constantes. El caso de estudio fue implementado en el software GAMS, utilizando los resolvers DICOPT y CPLEX implementados en el Sistema de Modelado Algebraico. (Brooke, A y col., 2015)

5.1 Solución al caso de estudio

El ejemplo considera la explotación hipotética de shale gas en la reserva de Burgos localizada en el noreste de México. Existen varios desafíos que enfrentar para la explotación de gas shale en México, como la falta de infraestructura, aspectos técnicos que solo se encuentran en esta región, tales como, el tipo de geología, composición y profundidad del gas, propiedades físicas, entre otros.

Una vez que se logran superar estos desafíos, se tiene que generar una estrategia de planificación óptima para satisfacer la demanda de gas a través de una nueva cadena de suministro que incorpore el gas shale. Para este caso las demandas de gas corresponden a los requerimientos globales de gas en el país. El objetivo de la metodología propuesta es determinar la cadena de suministro óptima para las necesidades globales de gas en México considerando la producción de gas convencional y el gas importado bajo las demandas actuales.

Es importante mencionar que parte de la información requerida para la metodología propuesta en este caso de estudio se ha tomado de informes técnicos con datos actualizados para las regiones de Marcellus y Barnett. (Slutz y Col., 2012; Hayes, 2009) localizados en Estados Unidos (el mayor productor de gas shale), otros datos fueron extraídos de PEMEX (Petróleos Mexicanos).

En este sentido, PEMEX considera 5 mercados para la distribución de gas en el país de acuerdo a la **Figura 12** también se muestran ubicaciones potenciales para dos centros (ya que en esta zona se encuentra la cuenca de burgos). En la **Figura 13** se observa la ubicación

de 16 pozos potenciales que se agrupan en 4 conjuntos de pozos. En este documento también se evalúan tres eco-indicadores para mejorar la evaluación ambiental, que son, el calentamiento global, la eutrofización y el impacto en la salud humana. Estos se determinaron utilizando la técnica de Reducción y evaluación de Químicos y otros Impactos Ambientales.



Figura 12. Distribución de los mercados y plantas procesadoras en México (SENER, 2016)

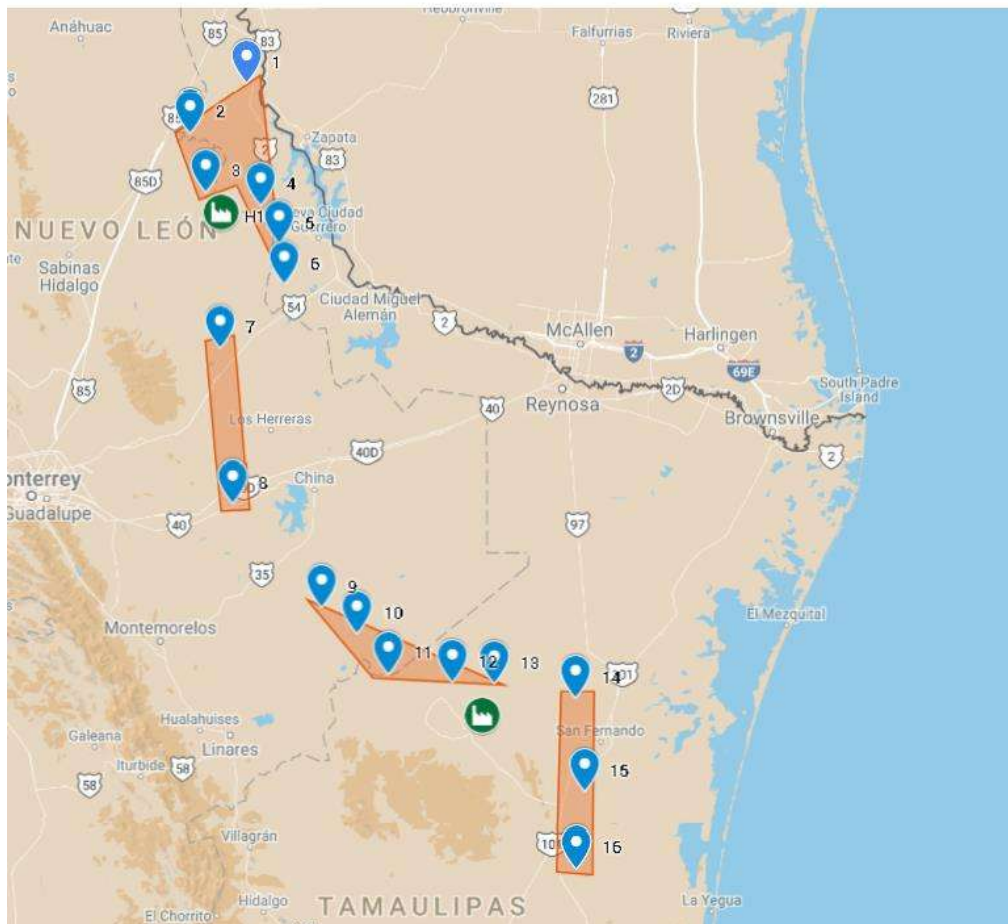


Figura 13. Localización de los pozos y plantas procesadoras en la cuenca de Burgos.

Para el caso de estudio se tiene la siguiente información:

- Los precios de venta del gas en los mercados 1-5 son 0.392217, 0.238869, 0.289, 0.277206 y 0.318492 \$MM/MPCD, respectivamente. (Ver **Figura 12**)
- México tiene cuatro zonas principales de gas convencional y la producción total de ellas es 792.48 MPCD en cada período de tiempo y la ganancia unitaria (es decir, la diferencia entre el precio de venta unitario y el costo de producción unitario) es de 0.12 \$ MM / MPCD.
- Se manejan dos fuentes adicionales de gas, que corresponden al gas de importación, proveniente de Perú y EUA Y la disponibilidad máxima en cada período de tiempo es 8,076.85 MPCD y 104,109 MPCD, respectivamente (Perupetro, 2016; EIA,

2017). Además, la ganancia unitaria (diferencia precio-costo) para el gas importado de Perú y distribuido en los mercados 1-5 es 1.219315×10^{-2} , 7.208529×10^{-3} , 8.838117×10^{-3} , 8.454684×10^{-3} y 9.796698×10^{-3} \$ MM / MPCD; mientras que la ganancia unitaria para el gas importado de EE. UU. se incluyen en la **Tabla 1**.

- Para el fracking se considera que el agua y el CO₂ son capaces de llevar a cabo el proceso del fracking y sus costos son 0.4 \$ MM / ft³ y 0.083 \$ / ft³, respectivamente.
- Los costos fijos y variables para la instalación de las plantas procesadoras son 0.066 \$MM y 2.142×10^{-5} \$MM/ MPCD, respectivamente.
- El costo unitario del fracking para los conjuntos de pozos 1-4 son 5.76×10^{-4} , 1.92×10^{-4} , 4.8×10^{-4} y 2.88×10^{-4} \$MM/ MPCD, respectivamente.
- El costo unitario del transporte desde los pozos a las plantas procesadoras es 3.5×10^{-4} \$MM/ MPCD km; mientras que el costo unitario del transporte de las plantas procesadoras a los mercados 1-5 es 37.579×10^{-4} , 75.158×10^{-4} , 75.158×10^{-4} , 112.736×10^{-4} y 112.736×10^{-4} \$MM/ MPCD km, respectivamente.
- El valor de los eco-indicadores para el procesamiento del gas en las plantas es 2.9724×10^{-6} , 1.86982×10^{-8} y 1.0464×10^{-15} ton/MPCD para el calentamiento global, eutrofización e impacto a la salud humana, respectivamente.
- Además, el valor unitario de los eco-indicadores (incluyendo extracción, transporte y procesamiento) para el calentamiento global, la eutrofización y el impacto a la salud humana respecto del gas convencional son 3.4915337×10^{-2} , 3.85772×10^{-6} y 1.05435×10^{-12} ton / MPCD, respectivamente; mientras que para el gas importado de Estados Unidos son 4.7558908×10^{-2} , 2.19567×10^{-4} y 4.52367×10^{-13} ton / MPCD, respectivamente y finalmente para el gas importado de Perú son 2.23 para el calentamiento global y 7.89×10^{-3} ton / MPCD para la eutrofización.

Además, la **Tabla 2** muestra las demandas de gas natural para cada uno de los cinco mercados considerados en el país y la **Tabla 3** contiene el impacto ambiental unitario para el fluido de trabajo y para transporte desde los pozos a las plantas procesadoras. Cabe señalar que los eco-indicadores relacionados con el fluido de trabajo (es decir, para el proceso de fracking) representan el valor más alto del impacto ambiental unitario respecto del resto a los otros eco-indicadores, y la diferencia de este valor respecto a los demás es

enorme, lo que generará un importante aumento en el impacto ambiental para las posibles soluciones donde se requiere gas shale en comparación con las soluciones óptimas donde no aparece este.

Tabla 1. Ganancia unitaria del gas importado desde EUA

Mes/Mercado	Ganancia unitaria del gas importado desde USA (\$MM/ MPCD)				
	1	2	3	4	5
January	0.010549127	0.005564506	0.007194094	0.006810661	0.008152675
February	0.010869127	0.005884506	0.007514094	0.007130661	0.008472675
March	0.010869127	0.005884506	0.007514094	0.007130661	0.008472675
April	0.010719127	0.005734506	0.007364094	0.006980661	0.008322675
May	0.010689127	0.005704506	0.007334094	0.006950661	0.008292675
June	0.010289127	0.005304506	0.006934094	0.006550661	0.007892675
July	0.009949127	0.004964506	0.006594094	0.006210661	0.007552675
August	0.009829127	0.004844506	0.006474094	0.006090661	0.007432675
September	0.009689127	0.004704506	0.006334094	0.005950661	0.007292675
October	0.009589127	0.004604506	0.006234094	0.005850661	0.007192675
November	0.009999127	0.005014506	0.006644094	0.006260661	0.007602675
December	0.009239127	0.004254506	0.005884094	0.005500661	0.006842675

Tabla 2. Demanda de gas natural en los mercados

Mes/Mercado	Demanda de gas natural en los mercados (MPCD)				
	1	2	3	4	5
Enero	533.41	1848.567	845.701	760.654	2173.784
Febrero	529.922	1836.476	840.169	755.679	2159.566
Marzo	521.934	1808.795	827.505	744.289	2127.015
Abril	512.502	1776.108	812.551	730.839	2088.577
Mayo	505.641	1752.33	801.673	721.054	2060.616
Junio	509.036	1764.094	807.055	725.895	2074.45
Julio	500.769	1735.445	793.948	714.106	2040.76
Agosto	492.158	1705.605	780.297	701.828	2005.671
Septiembre	486.396	1685.636	771.161	693.611	1982.189
Octubre	483.25	1674.731	766.173	689.124	1969.365
Noviembre	477.395	1654.443	756.891	680.775	1945.507
Diciembre	465.738	1614.042	738.408	664.151	1898

Tabla 3. Impacto ambiental para el transporte y el fluido de trabajo

Concepto		Eco-indicador		
		Calentamiento global CO ₂	Eutrofización N	Impacto a la salud humana CTUcancer
Conjunto de pozos	Fluido	<i>Para el fluido de trabajo</i>		
1	H ₂ O	600.9318661	0.332409683	1.66119x10 ⁻⁸
	CO ₂	1201.863732	0.664819365	3.2238x10 ⁻⁸
2	H ₂ O	200.3106622	0.110803228	5.53729x10 ⁻⁸
	CO ₂	400.6212441	0.221606455	1.10746x10 ⁻⁸
3	H ₂ O	500.7765551	0.277008069	1.38432x10 ⁻⁸
	CO ₂	1001.55311	0.554016138	2.76865x10 ⁻⁸
4	H ₂ O	600.9318661	0.166204841	8.30594x10 ⁻⁹
	CO ₂	300.4659331	0.332409683	1.66119x10 ⁻⁸
Conjunto de pozos		<i>Para el transporte de los conjuntos de pozos a las plantas procesadoras</i>		
1		6.92046x10 ⁻⁵	3.195x10 ⁻⁷	6.58255x10 ⁻¹⁶
2		2.30682x10 ⁻⁵	1.065x10 ⁻⁷	2.19418x10 ⁻¹⁶
3		5.76705x10 ⁻⁵	2.6625x10 ⁻⁷	5.48546x10 ⁻¹⁶
4		3.46023x10 ⁻⁵	1.5975x10 ⁻⁷	3.29127x10 ⁻¹⁶

Una vez que la metodología es implementada considerando los datos mencionados anteriormente, el proceso de optimización muestra los resultados a través de una curva que se muestra en la **Figura 14**. Esta curva nos representa una comparación directa entre la ganancia total y el calentamiento global (debido a la importancia de este indicador) para cada solución, sin embargo, en el gráfico se incluye el valor de eutrofización para rastrear su rendimiento. De esta manera, se destacan las soluciones **A-F** con el objetivo de enriquecer la discusión de resultados.

Por lo tanto, en el **punto A** se considera el valor más bajo para el calentamiento global y, al mismo tiempo, la menor ganancia (es decir, el mejor valor para el impacto ambiental pero la peor solución económica). Cabe señalar que el valor de calentamiento global para esta solución no es igual a cero. En el caso contrario, el **punto F** representa simultáneamente la mejor solución económica y el peor punto para el impacto ambiental. Los puntos intermedios en el gráfico pueden representar algunas soluciones viables para equilibrar el aspecto económico con el ambiental.

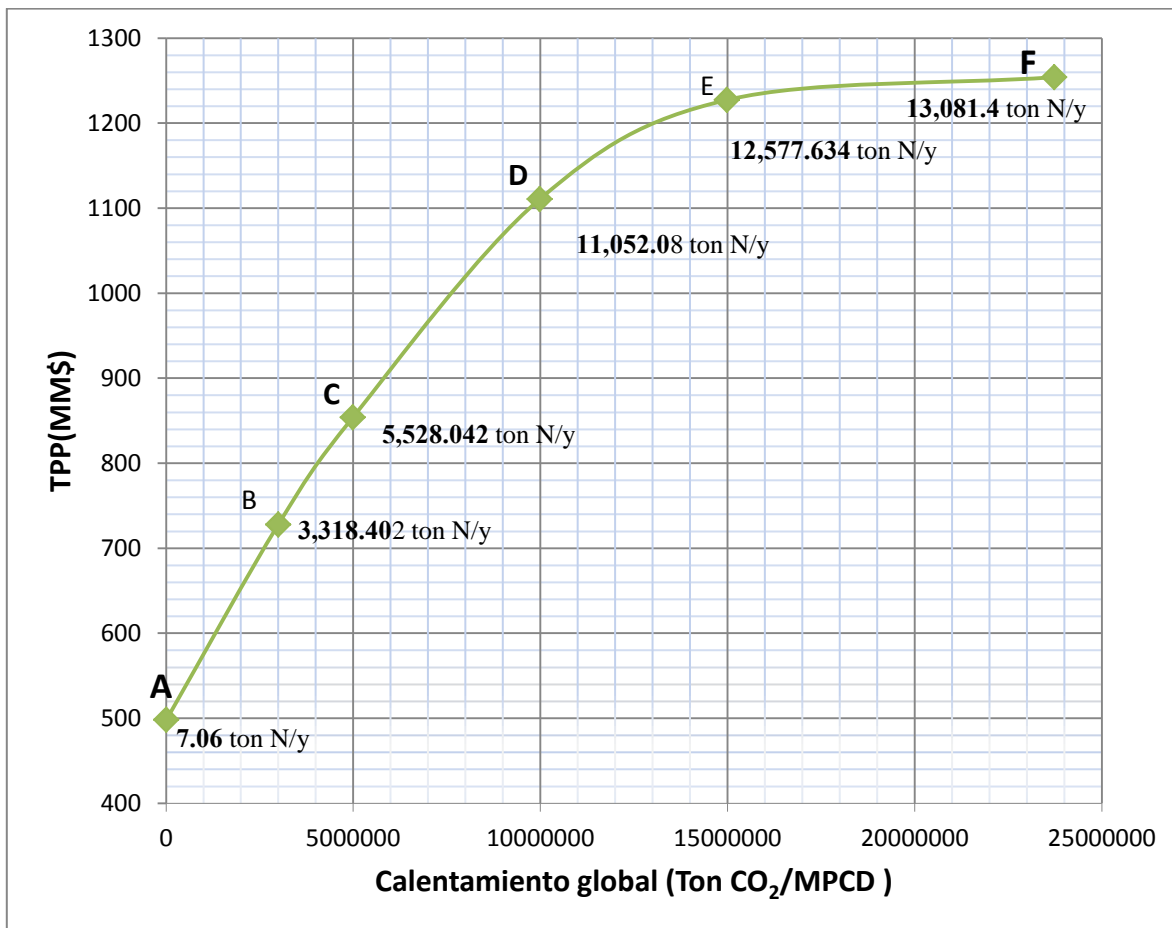


Figura 14. Curva de TTP vs calentamiento global incluyendo los valores de eutrofización.

Los detalles económicos y ambientales para las soluciones **A**, **C**, **D** y **F** se encuentran resumidos en la **Tabla 4**. Si comparamos las soluciones de los extremos (**A** y **F**), podemos ver que en el **Punto F** se aumenta el 14% de ganancias totales; sin embargo, el valor del calentamiento global aumenta en un 838,700%, lo que representa una gran desproporción. Este efecto se puede explicar de la siguiente manera: la solución **A** es el único punto donde no se requiere la producción de gas shale, en consecuencia, la producción de gas shale es demandada por el resto de las soluciones, lo que provoca un mejor desempeño del criterio económico (mayor ganancia) pero a su vez el aspecto ambiental, es decir, el calentamiento global, la eutrofización y el impacto a la salud humana son notablemente afectados.

Si se observa en el **punto C**, se tiene producción de gas shale (debido a que se muestra una ganancia proveniente de este gas) y los indicadores ambientales están muy elevados (respecto del **Punto A**), esta situación es provocada por el proceso del fracking.

Tabla 4. Resultados obtenidos para las posibles soluciones

Concepto	Punto de análisis			
	A mínima ganancia	C	D	F máxima ganancia
Costo del fluido de trabajo, \$MM/año	0	195.67	356.32	603.9
Costo del fracking, \$MM/año	0	196.34	357.56	605.3
Costo de procesamiento de gas shale, \$MM/año	0	0.102	0.185	0.314
Costo de transporte conjuntos de pozos-plantas, \$MM/año	0	0.825	1.503	2.55
Costo de transporte plantas-mercados, \$MM/año	0	0.578	1.052	1.78
Ganancia por gas shale, \$MM/año	0	371.42	638.832	992.08
Ganancia por gas convencional, \$MM/año	469.365	469.37	469.37	261.92
Ganancia por gas Importado, \$MM/año	24.025	13.29	2.59	0
TPP, \$MM/año	493.36	854.069	1110.77	1253.99

La **Tabla 5** nos muestra los resultados del impacto ambiental para cada posible solución. Esto nos confirma una vez más que el Punto A es la única solución donde no se utiliza la producción de gas shale.

Tabla 5. Resultados obtenidos del impacto ambiental causado en cada una de las soluciones.

Concepto	Punto de análisis			
	A mínimo impacto ambiental	C	D	F máximo impacto ambiental
	<i>Calentamiento global, ton CO₂/MPCD</i>			
Fracking	0	4.99x10 ⁶	9.99x10 ⁶	2.35x10 ⁷
Procesamiento en las plantas	0	0.049	0.099	0.174
Transporte de los pozos a las plantas procesadoras	0	28	56.011	204.22
Transporte de las plantas a los mercados	0	141.42	2.62x10 ²	399.98
Gas convencional	1328.15	1328.15	1328.15	614.084
Gas importado	1497.15	944.25	390.823	2.43x10 ⁵
Total	2825.509	4.99x10⁶	9.99x10⁶	2.37x10⁷
<i>Eutrofización, ton N/MPCD</i>				
Fracking	0	5523.54	11050.13	12995.363
Procesamiento en las plantas	0	3.11x10 ⁻⁴	6.21x10 ⁻⁴	0.001
Transporte de los pozos a las plantas procesadoras	0	0.129	0.259	0.943
Transporte de las plantas a los mercados	0	0.65	1.21	1.85
Gas convencional	0.147	0.147	0.147	0.068
Gas importado	6.913	4.36	1.804	85.96
Total	7.06	5528.04	11052.08	13081.4
<i>Impacto a la salud humana, CTU cáncer/MPCD</i>				
Fracking	0	2.76 x10 ⁻⁴	5.52x10 ⁻⁴	6.49x10 ⁻⁴
Procesamiento en las plantas	0	0	0	0
Transporte de los pozos a las plantas procesadoras	0	0	0	0
Transporte de las plantas a los mercados	0	0	0	0
Gas convencional	4.01x10 ⁻⁸	4.01x10 ⁻⁸	4.01x10 ⁻⁸	1.85x10 ⁻⁸
Gas importado	1.424x10 ⁻⁸	0	0	0
Total	5.439x10⁻⁸	2.76x10⁻⁴	5.52x10⁻⁴	6.49x10⁻⁴

En las siguientes figuras se muestra un diseño óptimo de distribución y fuente de gas requerida para los **Puntos A, C, D y F**. Dicho esto, la **Figura 15** nos muestra la solución óptima para el Punto A todo el gas requerido para satisfacer la demanda es proveniente del gas convencional y de gas importado de Perú. Mientras que en la **Figura 16** se muestra las cantidades requeridas de gas convencional y gas importado son muy similares.

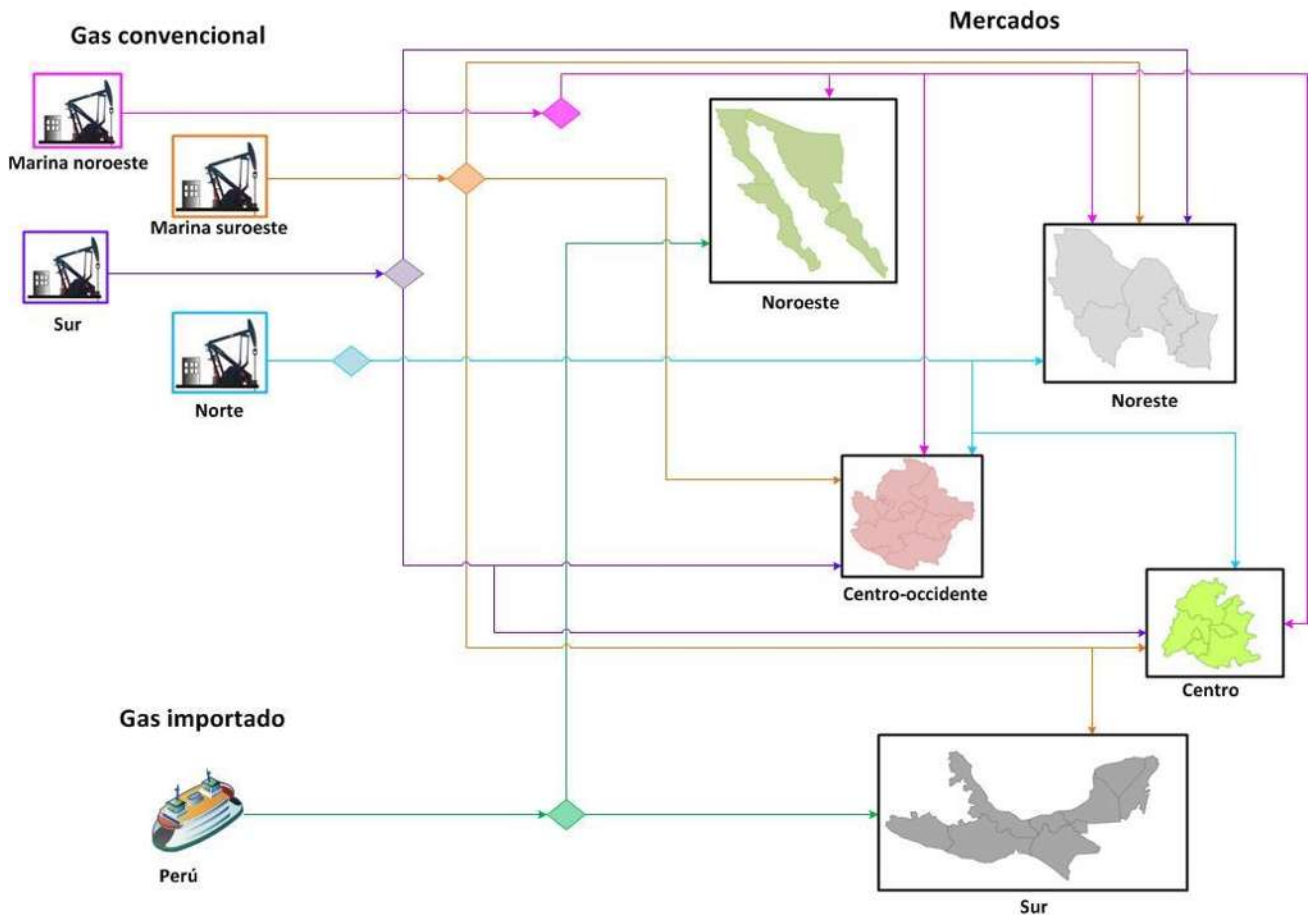


Figura 15. Diseño óptimo de distribución para la solución A

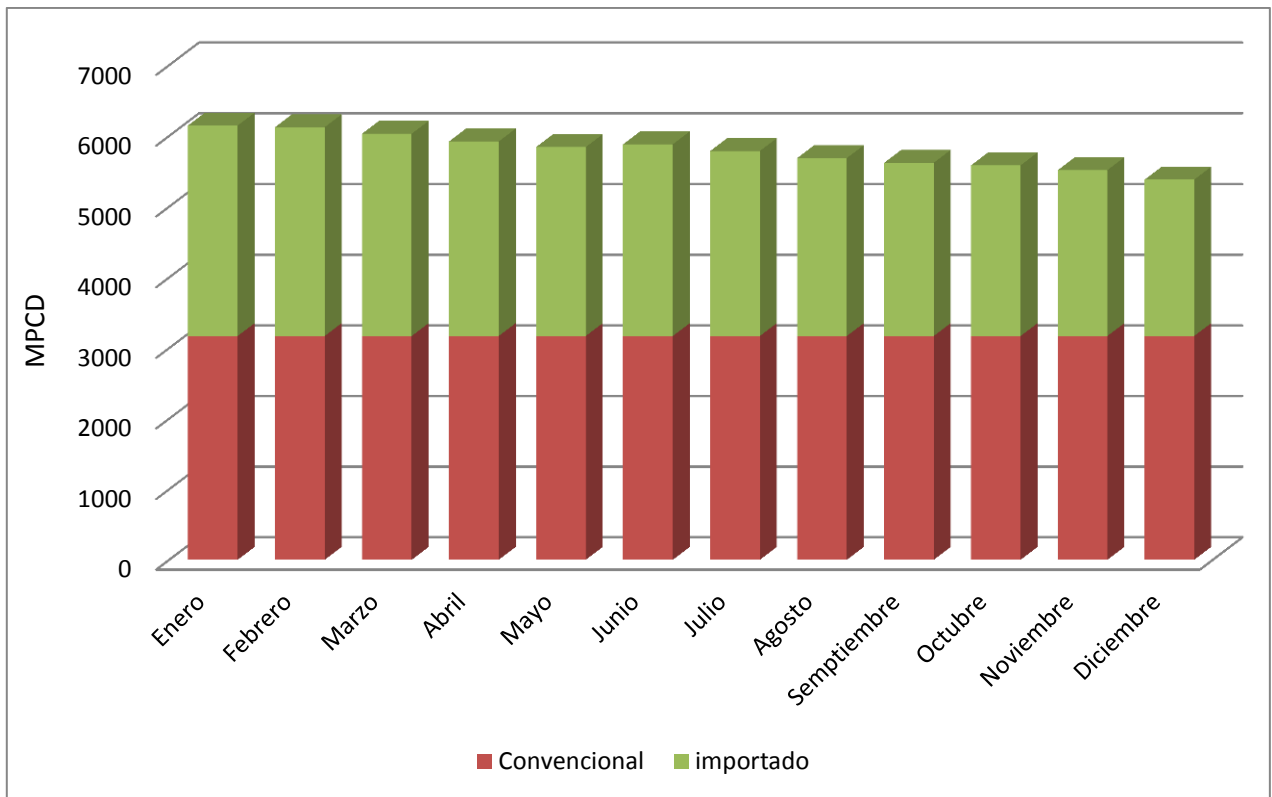


Figura 16. Distribución de gas requerida para la solución A

Para el **Punto C**, en el diseño óptimo (ver **Figura 17**) las demandas de gas se satisfacen mediante gas convencional, gas importado desde Perú y gas shale producido por el conjunto de pozos 4 (utilizando CO₂ como fluido de trabajo para el fracking). En la **Figura 18** se puede observar que la producción de gas shale es mínima (respecto al gas convencional y de importación) pero esta cantidad es suficiente para causar un alto impacto ambiental.

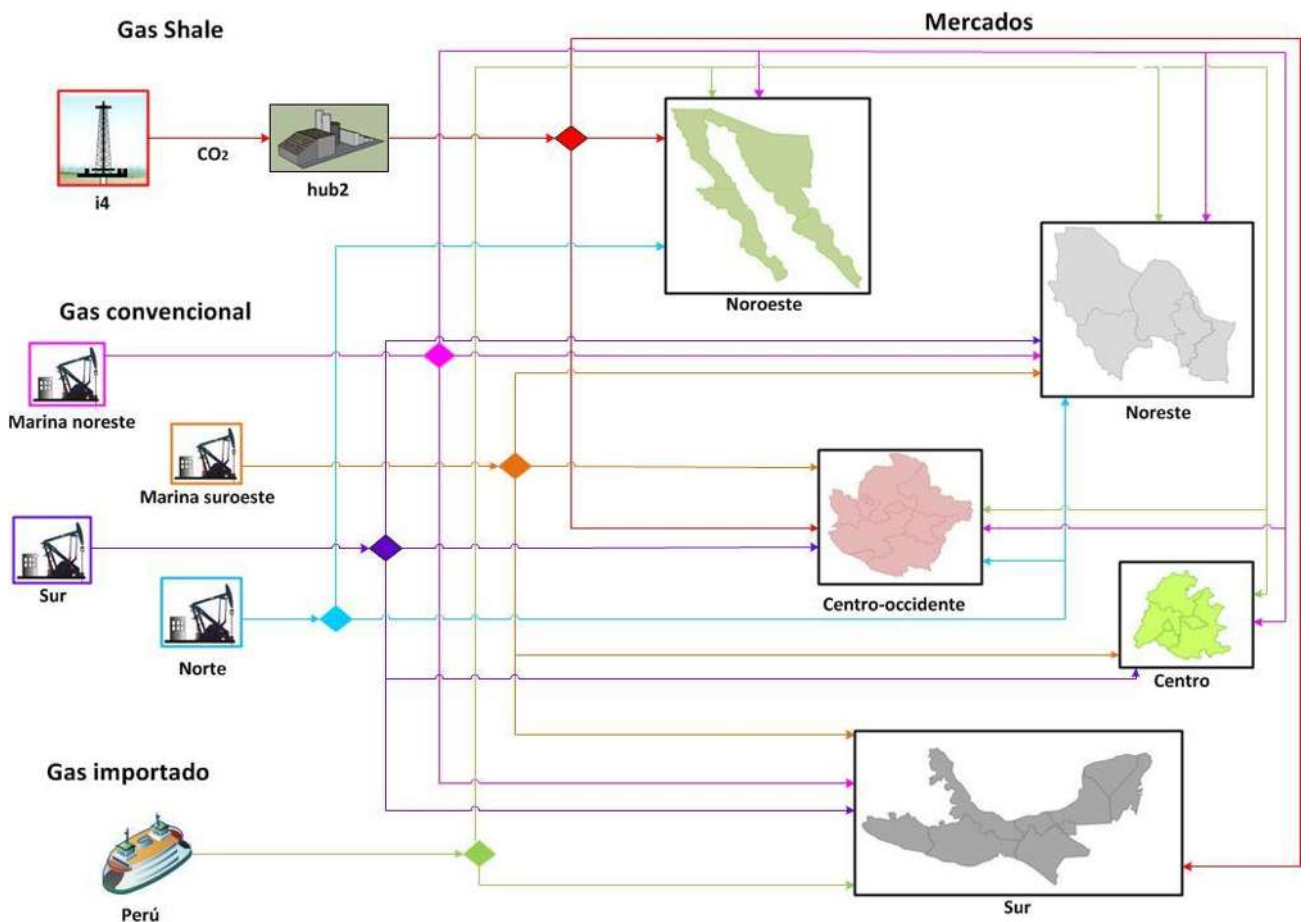


Figura 17. Diseño óptimo de la cadena de suministro de gas para el Punto C.

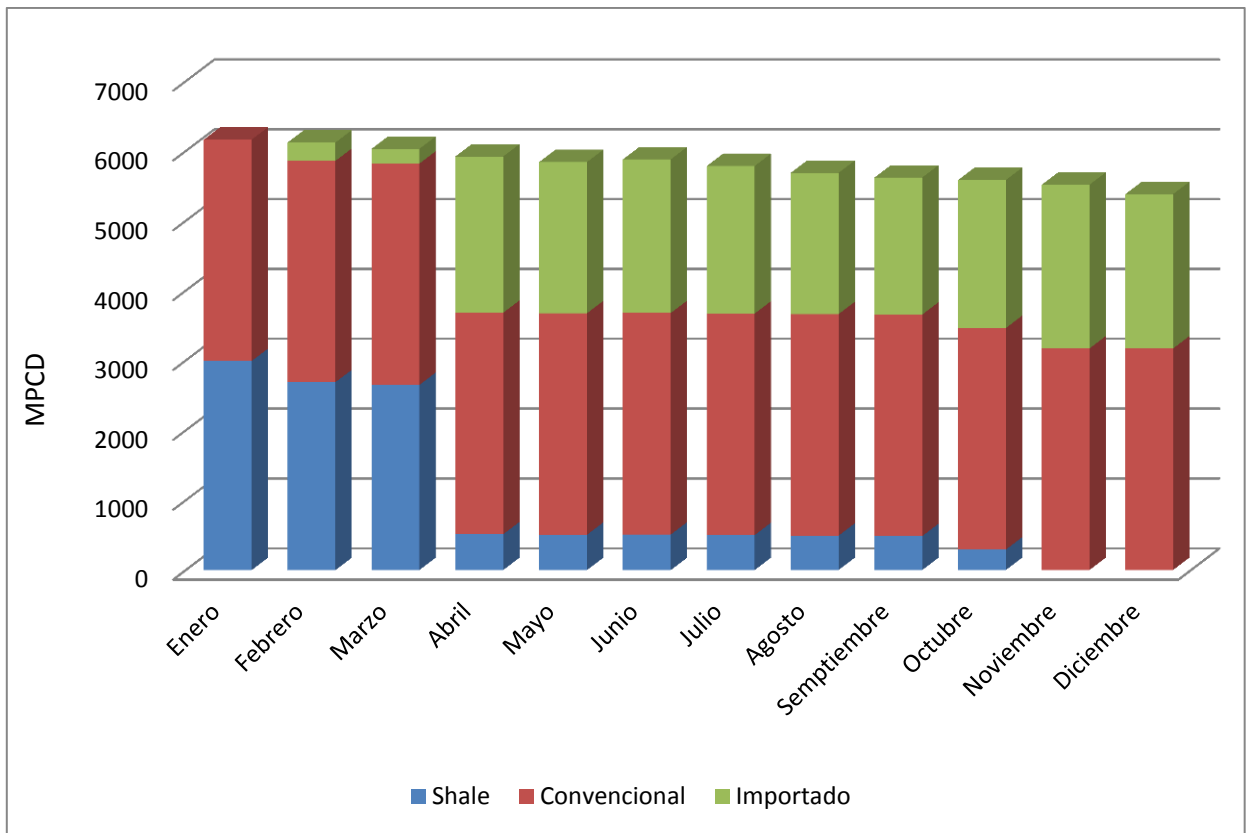


Figura 18. Distribución de gas requerida para el Punto C.

Si comparamos la **Figura 19** con la **Figura 17** podemos observar que no existen diferencias significativas en el diseño óptimo de distribución de gas entre los **Puntos C** y **D**, sin embargo en la **Figura 20** se considera una mayor producción de gas shale en el **Punto D**, respecto al C.

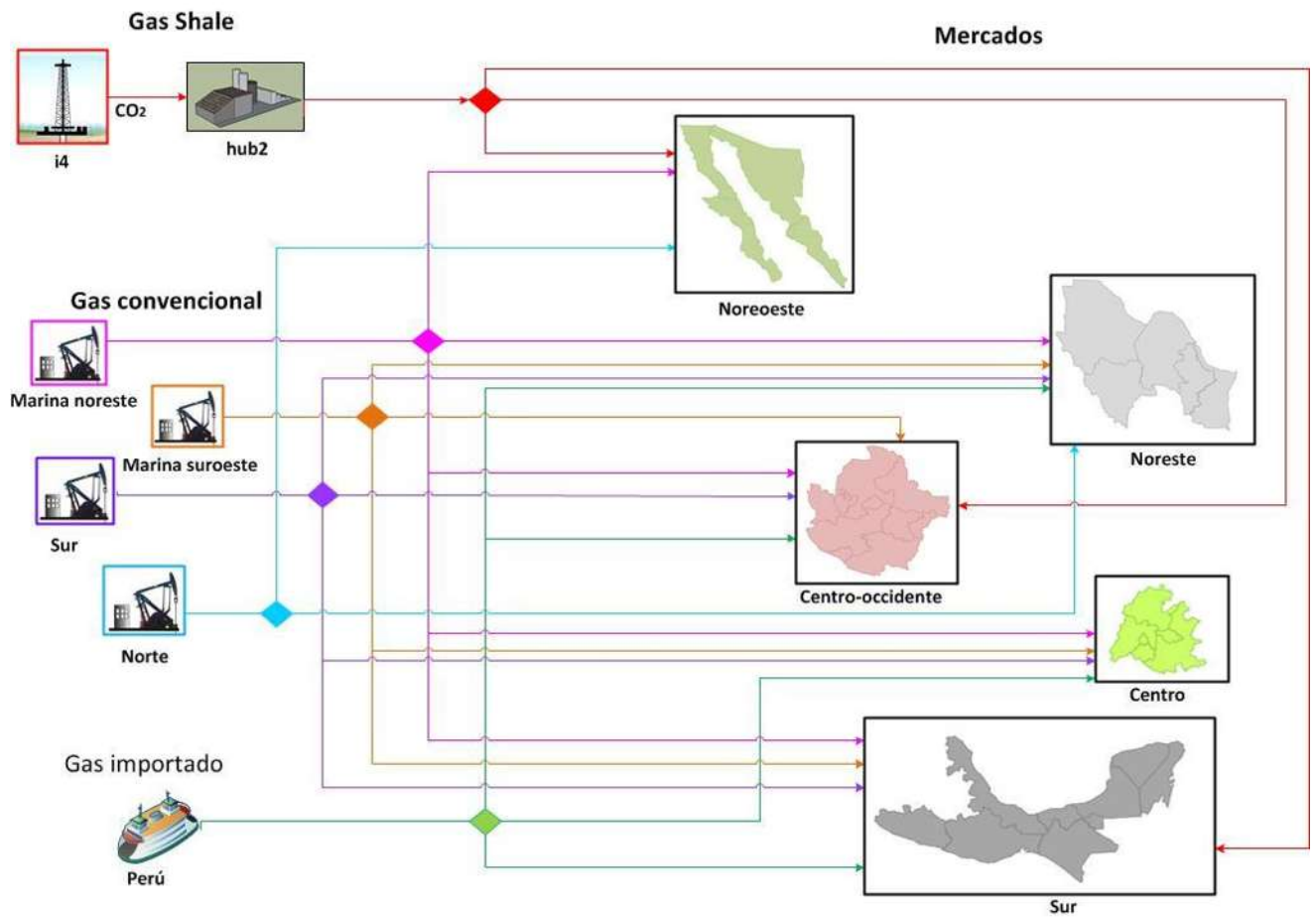


Figura 19. Diseño óptimo de distribución de gas para el Punto D.

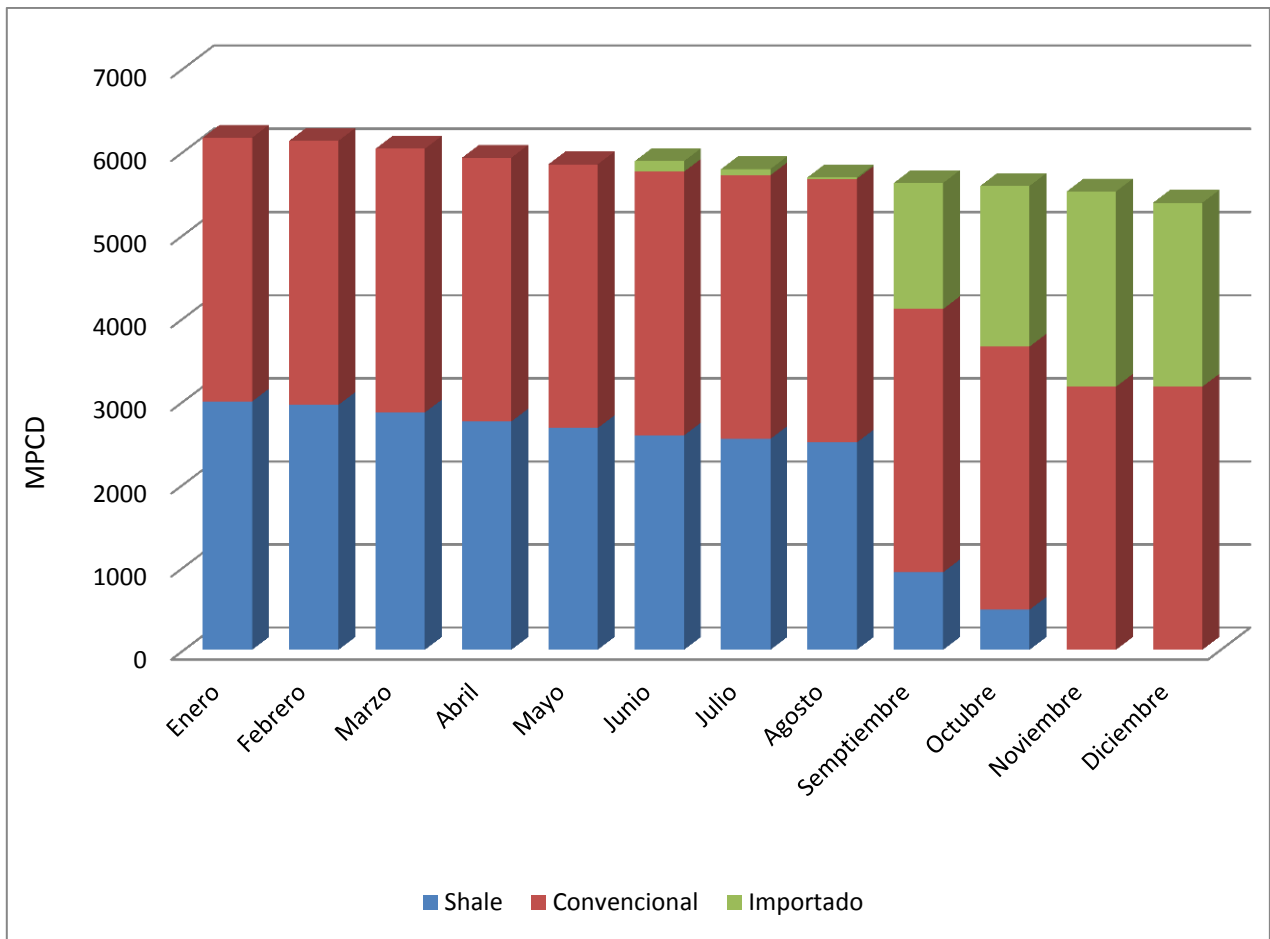


Figura 20. Distribución de gas requerida para el Punto D.

Finalmente, la **Figura 21** nos muestra un diseño donde se tiene la mejor solución económica (**Punto F**), donde la producción de gas convencional se reduce significativamente ya que la fuente 3 no es necesaria, y un cierto porcentaje del gas importado proviene de EUA. Para esta red de suministro es importante mencionar que el agua es utilizada como fluido para el fracking. De acuerdo a la **Figura 22** se puede concluir que la producción de gas shale genera mayores ganancias.

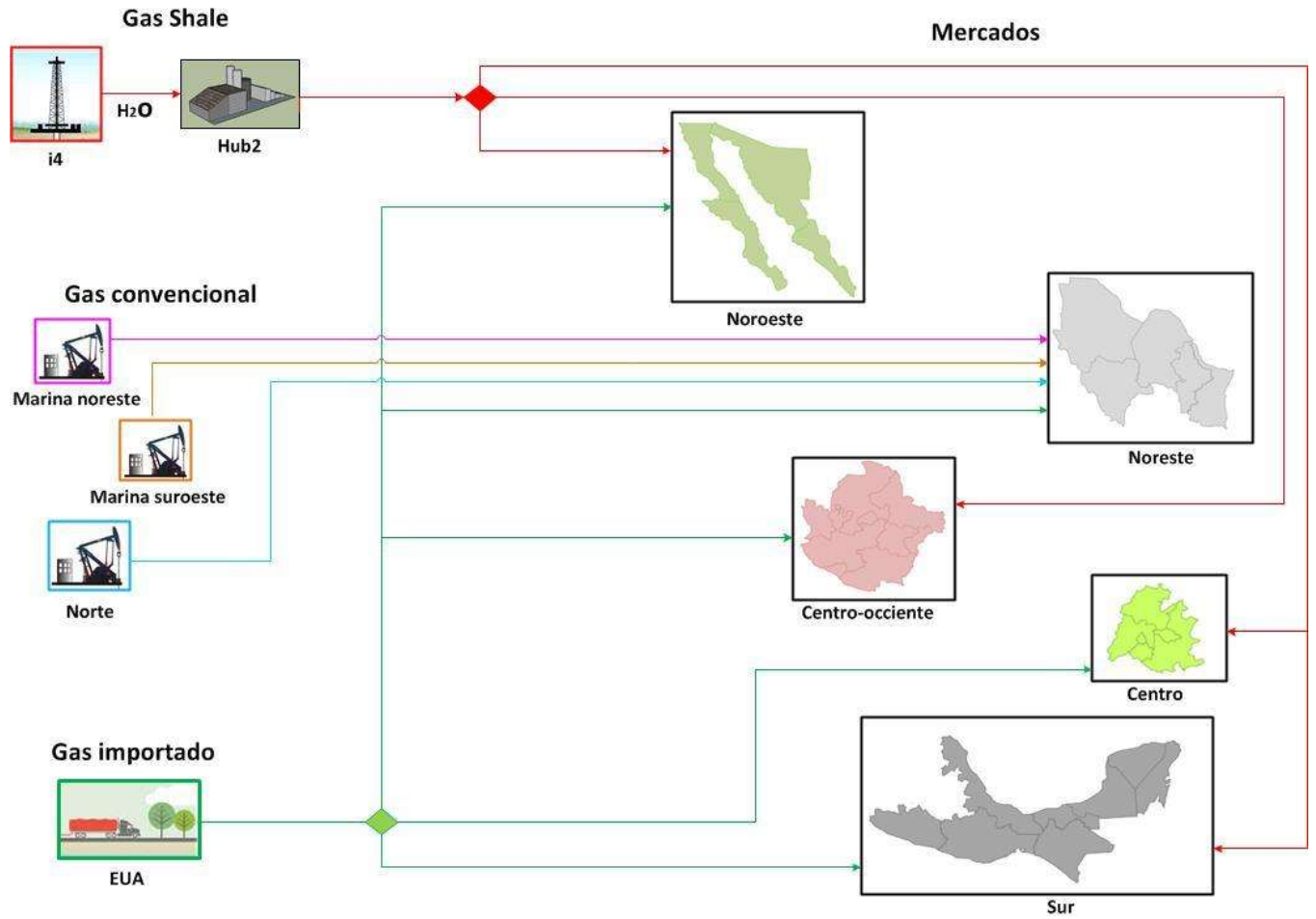


Figura 21. Diseño óptimo de la red de distribución de gas para el Punto F.

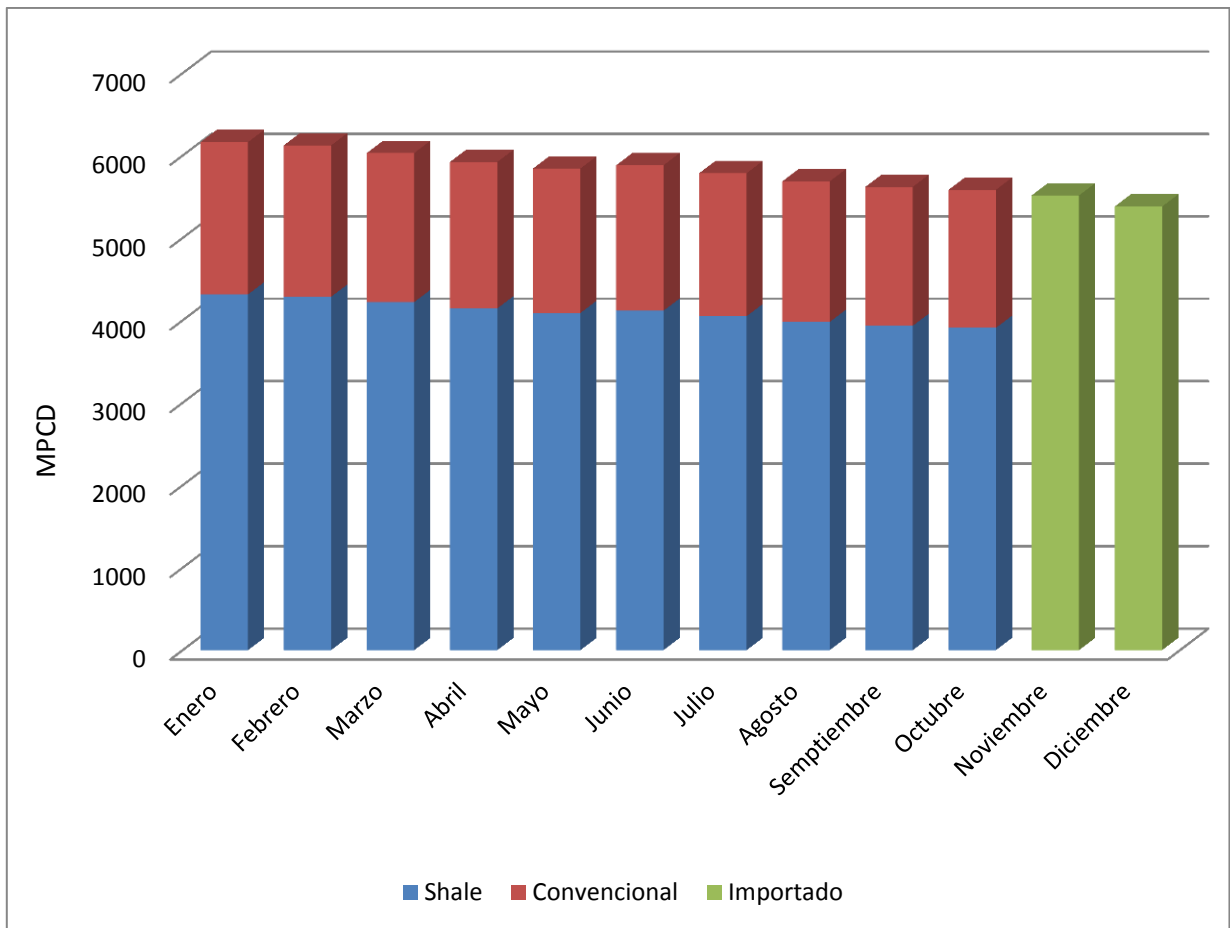


Figura 22. Distribución de gas requerida para el Punto F.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un modelo de optimización para una red de distribución óptima de gas natural incorporando gas shale. El modelo de optimización multi-objetivo se enfoca a la maximización de las ganancias totales para cadenas de suministro de gas natural, así como el impacto ambiental satisfaciendo a su vez las demandas nacionales, las restricciones ambientales y económicas. El modelo propuesto es planteado como un problema lineal. El resultado de la aplicación de este modelo muestra 4 posibles soluciones ya antes explicadas (Capítulo 5) donde dependiendo de la relevancia y del punto de vista de los tomadores de decisiones se pueden considerar alguna de ellas; es decir este trabajo se puede utilizar como herramienta muy útil para el gobierno y la sociedad al determinar la idónea estructura para distribuir gas natural a un sistema bajo estudio de manera atractiva económicamente para su distribución y al mismo tiempo obtener beneficios para la comunidad sin afectar el ambiente.

La solución a este caso de estudio muestra cómo se relaciona la ganancia económica con el impacto ambiental que se tiene al incorporar la red de suministro de gas (siendo el gas shale el más impactante al ambiente).

Es de gran importancia mencionar que los resultados pueden servir como un importante marco de referencia para investigaciones futuras en el área, ya que cada día se avanza más en tecnología y en protección al ambiente.

CAPÍTULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arredondo-Ramirez, K., Ponce-Ortega, J., & El-Halwagi, M. (2016). Optimal Planning and infrastructure development for shale gas. *Energy Conversion and Management*, 119,91-100.
- Bare, J. (2012). Tool for the Reduction and Assessment of Chemical. UNITED STATES.
- Bare, J. C. (2008). The tool for the Reduction and Assessment of Chemical and Other Environmental Impacts. *Journal of Industrial Ecology*, 13(5):687-696.
- Bianco, V. (2014). Analysis and future outlook of natural gas consumption in the Italian. *Proedia Social and Behavioral Sciences*, 87,754-764.
- Brooke, A.; Meeruas , A; Raman, R;. (2015). GAMS: A Users Guide. Washinton, DC.
- Cao, W., Guernsey, S., & Linn, S. (2018). Evidence of infinite and finite jump processes in commodity future prices: Crude oil and natural gas. *Physica A*, 502,629-641.
- Cheng, C., Wang , Z., Wang, J., Liu, M., & Ren, X. (2018). Domestic oil and gas or imported oil and gas - An energy return on investment perspective. *Resources, Conservation & Recycling*, 136(2018)63-76.
- Clark, C. E. (2013). Life Cycle Water Consumption for Shale Gas and Conventional Natural Gas. *Enviromental Sciencie & Technology*, 47,11829-11836.
- Crow, D., Giarola, S., & Hawkes, A. (2016). A dynamic model of global natural gas supply. *Applied Energy*, 218,452-469.
- EIA. (2012). Annual Energy Outlook with Projects to 2035. Washington, DC , US.
- EIA. (Septiembre de 2015). Technically Recoverable Shale. Washington.
- EIA. (9 de Febrero de 2017). U.S. energy trade with Mexico: U.S. export value more than twice import value in 2016. Washington.
- EIA. (Febrero de 2017). *U.S. energy trade with Mexico: U.S. export value more than twice import value in 2016*. Obtenido de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29892>
- EIA. (10 de Enero de 2017). *U.S. Energy Information Admistration*. Recuperado el Enero de 2018, de https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm/data/index.cfm?page=natural_gas_delivery
- Energy Information Administration. (2016). *Price of U.S. Natural Gas Pipeline Exports to Mexico*.
- Energy Information Administration. (2016). *Price of U.S. Natural Gas Pipeline Exports to Mexico*. Obtenido de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx3m.htm>

Eyer, J. (2018). The effect of firm size on fracking safety. *Resource and Energy Economics*, 53,101-113.

G.E. King, Apache Corporation. (2010). Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? *Society of Petroleum Engineers*.

Gupta, V., & Grossmann, I. (2012). An Efficient Multiperiod MINLP Model for Optimal Planning of Offshore Oil and Gas Field Infrastructure. *I&EC*, 51,6823-6840.

Hayes, T. (2009). Sampling and analysis of water streams associated with the development of Marcellus shale gas. Marcellus Shale Initiative Publications Database,10.

Ji, Z., & Huang, X. (2018). Day-Ahead Schedule and Equilibrium for the Coupled Electricity and Natural Gas Markets. *IEEE*, 6,27530-27540.

Knudsen, B. R., & Foss, B. (2016). Shale-gas wells as virtual storage for supporting intermittent renewables. *Energy Policy*, 102,142-144.

Koiwanit, J., Manuilova, A., Chan , C., & Tontiwachwuthikul, P. (2014). A life cycle assessment study of a hypothetical Canadian oxyfuel combustion carbon dioxide capture process. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 28,257-274.

Maya, J. R. (2013). The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico. *Energy Policy*, 62,70-78.

Melikoglu, M. (2014). Shale gas: Analysis of its role in the global energy market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37,460-468.

Mikolajková, M., Saxén, H., & Pettersson, F. (2018). Mixed Integer Linear Programming Optimization of Gas Supply to a Local Market. *I&EC*, 57,5951-5965.

Milenio. (2017). *Gas natural seguridad energética*. Obtenido de http://www.milenio.com/negocios/gas_natural-seguridad_energetica-coldwell-ronda_dos-quinta_licitacion-milenio_0_1013298823.html

OLADE. (2014). *Organización Latinoamericana de Energía*. Recuperado el 16 de Enero de 2018, de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0353.pdf>

Partridge, T. (2018). Urgency in energy justice: Contestation and time in prospective shale extraction in the United States and United Kingdom. *Energy Research & Social Science*, 42,138-146.

Pehnt, M., & Henkel, J. (2009). Life cycle assessment of carbon dioxide capture and storage from lignite power plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3,49-66.

PEMEX. (2015). *Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015*. México.

PEMEX. (2016). *Natural gas production by region and asset*.

Perupetro. (2016). *Perú petro*. Obtenido de

https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/!ut/p/z1/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8zi_YxcTTw8TAy9_B1dLA0czY28_QID_Q1c_Qz0w8EKDHAARwP9KGL041EQhd_4cP0oQkoKckMjDNIVFQHyd0I7/dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/

Rahman, M. (2001). An integrated model for multiobjective desing optimization of hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 31,41-62.

SEMARNAT. (Diciembre de 2012). Impacto ambiental y tipos. Ciudad de México, Tlalpan, México.

SEMATAT. (2010). Industria y medio ambiente. México.

SENER. (2016). Prospectiva de Gas Natural. MEXICO.

SENER. (2016). Prospectiva de Gas Natural 2016-2030. México.

Shaun Rimos, A. F. (2014). Determining the economic consequences of natural gas substitution. *Energy Conversion and management*, 85,709-717.

Slutz, J., Anderson, J, Broderick, R., & Horner, P. (2012). Key Shael Gas water management strategies: an economic assessment tool. *SPE/APPEA International Conference on Health, Safety; and Environment in Oil and Gas Exploration an Production*.

Stamford, L., & Azapagic, A. (2014). Life cycle environmental impacts of UK shale gas. *Applied Energy*, 134,506-518.

U.S. Energy Information Administration. (Agosto de 2014). Global Natural Gas Markets. Washington.

Urresti, A., & Marcellesi, F. (2012). Fracking: una fractura que pasará factura. *Ecología Política*, 43,33-35.

Vahidi, E., & Fu Zhao. (2017). Environmental life cycle assessment on the separation of rare earth oxides through solvent extraction. *Journal of Environmental Management*, 203,255-263.

Vargas, A. L. (Marzo de 2013). *Dilema del suministro de gas*. Recuperado el Noviembre de 2017, de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/4927/M20130197_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

APÉNDICE A

Código en la plataforma GAMS de la metodología desarrollada en este trabajo

\$TITLE Producción Shale Gas con Eco-indicadores

*OPTION OPTCR=0.010;

SETS

E Importaciones /1*2/
 F Fluidos de Trabajo /H2O,CO2/
 H Hubs /1*2/
 I Pozos de Shale /1*4/
 J Mercados /1*5/
 K Tipo de Ecoindicador /GW,EUT,HH/
 P Gas Convencional /1*4/
 T Meses /1*12/;

PARAMETER NPV(T) Valor Presente Neto

/1 0.1667
 2 0.1528
 3 0.1404
 4 0.1294
 5 0.1196
 6 0.1150
 7 0.1100
 8 0.1050
 9 0.1000
 10 0.0950/;

PARAMETER MCOST Valor Máximo del Costo del Fluido; MCOST=7E6;
 PARAMETER MEI Valor Máximo del Impacto Amb del Fluido; MEI=9E8;
 PARAMETER KF Factor de Anualización; KF=0.1;
 PARAMETER ALFAHUB Exponente de los Costos de Capital; ALFAHUB=0.85;

TABLE DISTWELL_HUB(I,H) Distancia entre los Well y Hubs

	1	2
1	258	234
2	76.2	151
3	178	42
4	258	48.7;

TABLE DISTHUB_MARK(H,J) Distancia entre los Hubs y Mercados

	1	2	3	4	5
1	1248	757	661	832	1144
2	1269	772	621	608	911;

PARAMETERS

FMAXCAPHUB(H)	Máxima Capacidad de los Hubs-Mpc,
FMAXWELL(I,T)	Flujo Máximo Disponible de Gas Shale Producido,
FMAXCONV(P,T)	Flujo Máximo Disponible de Gas Convencional,
FMAXIMPORT(E,T)	Flujo Máximo Disponible de Gas Importado,
UCFLUID(F,T)	Costo Unitario del Fluido de Trabajo,
*	
UCFRACKING(I,T)	Costo Unitario del Fracking,
UCPROCESS(H,T)	Costo Unitario del Procesamiento,
FCHUB(H)	Carga Fija del Costo de Capital,
VCHUB(H)	Carga Variable Unitaria del Costo de Capital,
UPGAS(J,T)	Precio Unitario del Gas
UPCCONV(P,J,T)	Diferencia Unitaria entre Precio - Costo de Gas Convencional
*	
UEIPROCESS(H,K)	Impacto Ambiental Unitario de Procesamiento,
UEITWELL_HUB(I,H,K)	Impacto Ambiental Unitario del Transporte Wells-Hubs,
UEITHUB_MARK(H,J,K)	Impacto Ambiental Unitario del Transporte Hubs-Markets,
OUEICONV(P,J,K)	Diferencia Unitaria del Impacto Ambiental para el Gas Convencional,
OUEIIMPORT(E,J,K)	Diferencia Unitaria del Impacto Ambiental para el Gas Importado;

FMAXCAPHUB(H)=14100;

FMAXWELL(I,T)=1.3E5;

*FMAXCONV(P,T)=5792.48234;

FMAXCONV(P,T)=792.48234;

FMAXIMPORT('1',T)=8076.85; FMAXIMPORT('2',T)=104109;

*FMAXIMPORT('1',T)=2948052; FMAXIMPORT('2',T)=38000000;

*FMAXIMPORT(E,T)=1;

*UCFLUID('H2O',T)=9.203; UCFLUID('CO2',T)=0.01223;

UCFLUID('H2O',T)=0.4; UCFLUID('CO2',T)=0.083;

UPGAS('1',T)=0.392217; UPGAS('2',T)=0.238869; UPGAS('3',T)=0.289002;

UPGAS('4',T)=0.277206; UPGAS('5',T)=0.318492;

UCFRACKING('1',T)=0.000576; UCFRACKING('2',T)=0.000192;

UCFRACKING('3',T)=0.00048; UCFRACKING('4',T)=0.000288;

UCPROCESS(H,T)=0.15*UCFRACKING('4',T);

FCHUB(H)=0.066;

VCHUB(H)=2.142E-5;

UPCCONV(P,J,T)=0.12;

*UPCCONV(P,J,T)=1E5*UPCCONV(P,J,T);

*TON CO2/ MMCPD

UEITWELL_HUB('1',H,'GW')=6.92046E-05; UEITWELL_HUB('1',H,'EUT')=3.195E-07;
UEITWELL_HUB('1',H,'HH')=6.58255E-16;

UEITWELL_HUB('2',H,'GW')=2.30682E-05; UEITWELL_HUB('2',H,'EUT')=1.065E-07;
UEITWELL_HUB('2',H,'HH')=2.19418E-16;

UEITWELL_HUB('3',H,'GW')=5.76705E-05;
UEITWELL_HUB('3',H,'EUT')=2.6625E-07; UEITWELL_HUB('3',H,'HH')=5.48546E-16;

UEITWELL_HUB('4',H,'GW')=3.46023E-05;
UEITWELL_HUB('4',H,'EUT')=1.5975E-07; UEITWELL_HUB('4',H,'HH')=3.29127E-16;

*TON CO2/ MMCPD

UEITHUB_MARK(H,J,'GW')=1.15341E-05;

UEITHUB_MARK(H,J,'EUT')=5.32499E-08;

UEITHUB_MARK(H,J,'HH')=1.09709E-16;

UEITWELL_HUB(I,H,K)=UEITWELL_HUB(I,H,K)*DISTWELL_HUB(I,H);

UEITHUB_MARK(H,J,K)=UEITHUB_MARK(H,J,K)*DISTHUB_MARK(H,J);

*TON CO2/MPCD

OUEICONV(P,J,'GW')=0.034915337; OUEICONV(P,J,'EUT')=3.85772E-06;

OUEICONV(P,J,'HH')=1.05435E-12;

*Kg CO2/MMCPD

OUEIIMPORT('1',J,'GW')=0.047558908; OUEIIMPORT('1',J,'EUT')=0.000219567;

OUEIIMPORT('1',J,'HH')=4.52367E-13;

*Estan en Kg CO2

OUEIIMPORT('2',J,'GW')=2.23E+01; OUEIIMPORT('2',J,'EUT')=7.89E-03;

OUEIIMPORT('2',J,'HH')=0;

*TON CO2/ MMCPD

TABLE UEIFLUID(I,F,K)

	GW	EUT	HH
1.H2O	600.9318661	0.332409683	1.66119E-08
1.CO2	1201.863732	0.664819365	3.32238E-08
2.H2O	200.310622	0.110803228	5.53729E-09
2.CO2	400.6212441	0.221606455	1.10746E-08
3.H2O	500.7765551	0.277008069	1.38432E-08

3.CO2 1001.55311 0.554016138 2.76865E-08
 4.H2O 600.9318661 0.166204841 8.30594E-09
 4.CO2 300.4659331 0.332409683 1.66119E-08;

TABLE UEIPROCESS(H,K) Impacto Ambiental Unitario de Procesamiento

	GW	EUT	HH
1	2.9724E-06	1.86982E-08	1.04643E-15
2	2.9724E-06	1.86982E-08	1.04643E-15;

*UEITWELL_HUB(I,H,'GW')=1E-3*UEITWELL_HUB(I,H,'GW');
 UEITWELL_HUB(I,H,'EUT')=1E-3*UEITWELL_HUB(I,H,'EUT');
 *UEITHUB_MARK(H,J,'GW')=1E-3*UEITHUB_MARK(H,J,'GW');
 UEITHUB_MARK(H,J,'EUT')=1E-3*UEITHUB_MARK(H,J,'EUT');
 *OUEICONV(P,J,'GW')=1E-3*OUEICONV(P,J,'GW');
 OUEICONV(P,J,'EUT')=1E-3*OUEICONV(P,J,'EUT');
 *OUEIIMPORT(E,J,'GW')=1E-3*OUEIIMPORT(E,J,'GW');
 OUEIIMPORT(E,J,'EUT')=1E-3*OUEIIMPORT(E,J,'EUT');

***AL CHECAR UNIDADES ES POSIBLE QUE

*UEIFLUID(I,F,'GW')=1E-3*UEIFLUID(I,F,'GW'); UEIFLUID(I,F,'EUT')=1E-3*UEIFLUID(I,F,'EUT');
 *UEIPROCESS(H,'GW')=1E-3*UEIPROCESS(H,'GW');
 UEIPROCESS(H,'EUT')=1E-3*UEIPROCESS(H,'EUT');

TABLE UCTWELL_HUB(I,H) Costo Unitario del Transporte Wells-Hubs *Millones de dls*

	1	2
1	3.5E-4	3.5E-4
2	3.5E-4	3.5E-4
3	3.5E-4	3.5E-4
4	3.5E-4	3.5E-4;
*		

TABLE UCTHUB_MARK(H,J) Costo Unitario del Transporte Hubs-Markets *millones de dls*

	1	2	3	4	5
1	37.579	75.158	75.158	112.736	112.736
2	37.579	75.158	75.158	112.736	112.736;

UCTHUB_MARK(H,J)=3.5E-4;

*

TABLE UPCIMPORT(E,J,T) Diferencia entre el precio y el costo del gas importado de EUA *MMdls.ft3*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1	0.010549127	0.010869127	0.010869127	0.010719127	0.010689127	0.010289127	0.009949127	0.009829127	0.009689127	0.009589127	0.009999127	0.009239127
1.2	0.005564506	0.005884506	0.005884506	0.005734506	0.005704506	0.005304506	0.004964506	0.004844506	0.004704506	0.004604506	0.005014506	0.004254506

1.3 0.007194094 0.007514094 0.007514094 0.007364094 0.007334094 0.006934094 0.006594094
 0.006474094 0.006334094 0.006234094 0.006644094 0.005884094
 1.4 0.006810661 0.007130661 0.007130661 0.006980661 0.006950661 0.006550661 0.006210661
 0.006090661 0.005950661 0.005850661 0.006260661 0.005500661
 1.5 0.008152675 0.008472675 0.008472675 0.008322675 0.008292675 0.007892675 0.007552675
 0.007432675 0.007292675 0.007192675 0.007602675 0.006842675;

*

UPCIMPORT('2','1',T)=0.01219315; UPCIMPORT('2','2',T)=0.007208529;
 UPCIMPORT('2','3',T)=0.008838117; UPCIMPORT('2','4',T)=0.008454684;
 UPCIMPORT('2','5',T)=0.009796698;
 *UPCIMPORT(E,J,T)=1E7*UPCIMPORT(E,J,T);

*

*DISPLAY FWELL_IN,FWELL_OUT;

TABLE FGASMARKET(J,T) Demandas de Gas de los Mercados *MMpcd*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	533.410	529.922	521.934	512.502	505.641	509.036	500.769	492.158	486.396	483.250	477.395	465.738
2	1848.567	1836.476	1808.795	1776.108	1752.330	1764.094	1735.445	1705.605	1685.636	1674.731	1654.443	1614.042
3	845.701	840.169	827.505	812.551	801.673	807.055	793.948	780.297	771.161	766.173	756.891	738.408
4	760.654	755.679	744.289	730.839	721.054	725.895	714.106	701.828	693.611	689.124	680.775	664.151
5	2173.784	2159.566	2127.015	2088.577	2060.616	2074.450	2040.760	2005.671	1982.189	1969.365	1945.507	1898.000;

*

PARAMETER ALFAPROCESSING(H) Eficiencia Volumetrica de Procesamiento del Hub
 /1 0.5
 2 0.7/;

*

POSITIVE VARIABLES

FHUBMARKET(H,J,T)	Flujo de Gas Enviado de los Hubs a los Mercados-Mpc,
FCONVMARKET(P,J,T)	Flujo de Gas Enviado de los Convencionales a los Mercados-Mpc,
FIMPORTMARKET(E,J,T)	Flujo de Gas Enviado de las Importaciones a los Mercados-Mpc,
FHUBOUT(H,T)	Flujo de Gas a la Salida de los Hubs-Mpc,
FHUBIN(H,T)	Flujo de Gas a Entrando a los Hubs-Mpc,
FCAPHUB(H)	Capacidad de los Hubs,
FFWELLHUB(I,H,T)	Flujo de Gas Enviado de los Pozos a los Hubs-Mpc,
FWELL(I,T)	Flujo de Gas Shale Producido-Mpc,
FCONVENTIONAL(P,T)	Flujo de Gas Convencional Empleado-Mpc,
FIMPORTED(E,T)	Flujo de Gas Importado Empleado-Mpc,

EIFLUID(I,F,K)	Impacto Ambiental del Fluido de Trabajo,
*	
COSTFLUID(I,F)	Costo del Fluido de Trabajo,
COSTFRACKING	Costo del Fracking,
COSTPROCESSING	Costo del Procesamiento en Hubs,
COSTTRANSHUBMARKET	Costo del Transporte Wells-Hubs,
CAPCOSTHUBS	Costo del Transporte Hubs-Markets,
SALESSHALE	Costo de Capital de los Hubs,
PROFITCONV	Ventas de Gas Shale,
PROFITIMPORT	Ganancias Referentes al Gas Convencional,
*	Ganancias Referentes al Gas Importado,
EIPROCESSING(K)	Impacto Ambiental debido al Procesamiento,
EITRANSHUBMARKET(K)	Impacto Ambiental del Transporte Wells-Hubs,
EITRANSHUBMARKET(K)	Impacto Ambiental del Transporte Hubs-Markets,
EISHALE(K)	Impacto Ambiental debido al Gas Shale,
EICONV(K)	Impacto Ambiental debido al Gas Convencional,
EIIMPORT(K)	Impacto Ambiental debido al Gas Importado
TEI(K)	Impacto Ambiental Total POR Categoría;

BINARY VARIABLES	
YHUB(H)	Existencia del Hub H,
YFLUID(I,F)	Selección del Fluido de Trabajo;
*	
VARIABLE	
PROFITSHALE	Ganancias Referentes al Gas Shale,
TPP	Ganancia Total,
GWTEI	Impacto Ambiental Total de GW
EUTTEI	Impacto Ambiental Total de EUT
HHTEI	Impacto Ambiental Total de HH
SGEH	SUMA DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES;

EQUATIONS	
EC1(J,T)	Demanda en los Centros de Distribución,
EC2(H,T)	Envío Hubs-Markets,
EC3(H,T)	Eficiencia del Procesamiento,
EC4(H,T)	Capacidad de los Hubs 1,
EC5(H)	Capacidad de los Hubs 2,
EC6(H,T)	Envío Pozos-Hubs
EC7(I,T)	Balances en los Conjuntos de Pozos 1,
EC8(I,T)	Balances en los Conjuntos de Pozos 2,
EC9(P,T)	Balances en las Opciones de Gas Convencional 1,
EC10(P,T)	Balances en las Opciones de Gas Convencional 2,
EC11(E,T)	Balances en las Opciones de Gas Importado 1,
EC12(E,T)	Balances en las Opciones de Gas Importado 2,

EC13(I)	Reformulación para la Selección del Fluido de Trabajo,
EC14(I,F)	Reformulación-Costos 1,
EC15(I,F)	Reformulación-Costos 2,
EC16(I,F,K)	Reformulación-Impacto Ambiental 1,
EC17(I,F,K)	Reformulación-Impacto Ambiental 2,
EC18	Costos de Fractura Hidráulica,
EC19	Costo del Procesamiento de Gas Crudo,
EC20	Costos de Transporte de la Plataforma (conjunto de pozos) a las
Plantas,	
EC21	Costos de traslado de las Plantas a los Mercados,
EC22	Costos de Capital,
EC23	Ventas de NG para Gas Shale,
EC24	Ganancias de NG para Gas Shale,
EC25	Ganancias de Gas Convencional,
EC26	Ventas de Gas Importado,
EC27	Ganancias totales,
EC28(K)	Impacto Ambiental del Procesamiento de Gas Crudo,
EC29(K)	Impacto Ambiental de Transporte de los Pozos a las Plantas
Procesadoras,	
EC30(K)	Impacto Ambiental de Transporte de las Plantas a los Mercados,
EC31(K)	Impacto Ambiental Total para el Gas Shale,
EC32(K)	Impacto Ambiental para el Gas Convencional,
EC33(K)	Impacto Ambiental para Importaciones,
EC34(K)	Impacto Ambiental Total,
EC35	Impacto Ambiental Total de GW
EC36	Impacto Ambiental Total de EUT
EC37	Impacto Ambiental Total de HH
EC38;	

*****MODEL*****

EC1(J,T)..
 $FGASMARKET(J,T)=E=SUM(H,FHUBMARKET(H,J,T))+SUM(P,FCONVMARKET(P,J,T))+SUM(E,FIMPORTMARKET(E,J,T));$
 EC2(H,T).. $FHUBOUT(H,T)=E=SUM(J,FHUBMARKET(H,J,T));$
 EC3(H,T).. $FHUBOUT(H,T)=E=ALFAPROCESSING(H)*FHUBIN(H,T);$
 EC4(H,T).. $FCAPHUB(H)=G=FHUBIN(H,T);$
 EC5(H).. $FCAPHUB(H)=L=FMAXCAPHUB(H)*YHUB(H);$
 EC6(H,T).. $FHUBIN(H,T)=E=SUM(I,FFWELLHUB(I,H,T));$
 EC7(I,T).. $FWELL(I,T)=E=SUM(H,FFWELLHUB(I,H,T));$
 EC8(I,T).. $FWELL(I,T)=L=FMAXWELL(I,T);$
 EC9(P,T).. $FCONVENTIONAL(P,T)=E=SUM(J,FCONVMARKET(P,J,T));$
 EC10(P,T).. $FCONVENTIONAL(P,T)=L=FMAXCONV(P,T);$
 EC11(E,T).. $FIMPORTED(E,T)=E=SUM(J,FIMPORTMARKET(E,J,T));$
 EC12(E,T).. $FIMPORTED(E,T)=L=FMAXIMPORT(E,T);$
 EC13(I).. $SUM(F,YFLUID(I,F))=E=1;$
 EC14(I,F).. $COSTFLUID(I,F)=G=SUM(T,NPV(T)*UCFLUID(F,T)*FWELL(I,T))-MCOST*(1-YFLUID(I,F));$

EC15(I,F)..

$COSTFLUID(I,F)=L=SUM(T,NPV(T)*UCFLUID(F,T)*FWELL(I,T))+MCOST*(1-YFLUID(I,F));$

EC16(I,F,K).. $EIFLUID(I,F,K)=G=SUM(T,UEIFLUID(I,F,K)*FWELL(I,T))-MEI*(1-YFLUID(I,F));$

EC17(I,F,K).. $EIFLUID(I,F,K)=L=SUM(T,UEIFLUID(I,F,K)*FWELL(I,T))+MEI*(1-YFLUID(I,F));$

EC18..

$COSTFRACKING=E=SUM((I,T),NPV(T)*UCFRACKING(I,T)*FWELL(I,T))+SUM((I,F),COSTFLUID(I,F));$

EC19..

$COSTPROCESSING=E=SUM((H,T),NPV(T)*UCPROCESS(H,T)*FHUBIN(H,T));$

EC20..

$COSTTRANSWELLHUB=E=SUM((I,H,T),NPV(T)*UCTWELL_HUB(I,H)*FFWELLHUB(I,H,T));$

EC21..

$COSTTRANSHUBMARKET=E=SUM((H,J,T),NPV(T)*UCTHUB_MARK(H,J)*FHUBMARKET(H,J,T));$

EC22..

$CAPCOSTHUBS=E=KF*SUM(H,FCHUB(H)*YHUB(H)+VCHUB(H)*(FCAPHUB(H))*ALFAHUB);$

EC23..

$SALESSHALE=E=SUM((H,J,T),NPV(T)*UPGAS(J,T)*FHUBMARKET(H,J,T));$

EC24.. $PROFITSHALE=E=SALESSHALE-COSTFRACKING-COSTPROCESSING-COSTTRANSWELLHUB-COSTTRANSHUBMARKET-CAPCOSTHUBS;$

EC25..

$PROFITCONV=E=SUM((P,J,T),NPV(T)*UPCCONV(P,J,T)*FCONVMARKET(P,J,T));$

EC26..

$PROFITIMPORT=E=SUM((E,J,T),NPV(T)*UPCIMPORT(E,J,T)*FIMPORTMARKET(E,J,T));$

EC27.. $TPP=E=PROFITSHALE+PROFITCONV+PROFITIMPORT;$

EC28(K)..

$EIPROCESSING(K)=E=SUM((H,T),UEIPROCESS(H,K)*FHUBIN(H,T));$

EC29(K)..

$EITRANSWELLHUB(K)=E=SUM((I,H,T),UEITWELL_HUB(I,H,K)*FFWELLHUB(I,H,T));$

EC30(K)..

$EITRANSHUBMARKET(K)=E=SUM((H,J,T),UEITHUB_MARK(H,J,K)*FHUBMARKET(H,J,T));$

EC31(K)..

$EISHALE(K)=E=SUM((I,F),EIFLUID(I,F,K))+EIPROCESSING(K)+EITRANSWELLHUB(K)+EITRANSHUBMARKET(K);$

EC32(K)..

$EICONV(K)=E=SUM((P,J,T),OUEICONV(P,J,K)*FCONVMARKET(P,J,T));$

EC33(K)..

$EIIMPORT(K)=E=SUM((E,J,T),OUEIIMPORT(E,J,K)*FIMPORTMARKET(E,J,T));$

EC34(K).. $TEI(K)=E=EISHALE(K)+EICONV(K)+EIIMPORT(K);$
 EC35.. $GWTEI=E=TEI('GW');$
 EC36.. $EUTTEI=E=TEI('EUT');$
 EC37.. $HHTEI=E=TEI('HH');$
 EC38.. $SGEH=E=GWTEI+EUTTEI+HHTEI;$

*=====

=====

* Límites Inferiores

*=====

=====

*=====

=====

* Límites Superiores

*=====

=====

\$ONTEXT
 FHUBMARKET(H,J,T)
 FCONVMARKET(P,J,T)
 FIMPORTMARKET(E,J,T)
 FHUBOUT(H,T)
 FHUBIN(H,T)
 FCAPHUB(H)
 FFWELLHUB(I,H,T)
 FWELL(I,T)
 FCONVENTIONAL(P,T)
 FIMPORTED(E,T)
 EIFLUID(I,F,K)
 *
 COSTFLUID(I,F)
 COSTFRACKING
 COSTPROCESSING
 COSTTRANSWELLHUB
 COSTTRANSHUBMARKET
 CAPCOSTHUBS
 SALESSHALE
 PROFITSHALE
 PROFITCONV
 PROFITIMPORT
 *
 EIPROCESSING(K)
 EITRANSWELLHUB(K)
 EITRANSHUBMARKET(K)
 EISHALE(K)
 EICONV(K)
 EIIMPORT(K)

\$OFFTEXT

*=====

* Inicializaciones

*=====

*=====

* Asignaciones

*=====

*FWELL.FX(I,T)=10;

MODEL SINSUMA

/EC1,EC2,EC3,EC4,EC5,EC6,EC7,EC8,EC9,EC10,EC11,EC12,EC13,EC14,EC15,EC16,
EC17,EC18,EC19,EC20,EC21,EC22,EC23,EC24,EC25,EC26,EC27,EC28,EC29,EC30,EC
31,EC32,EC33,EC34,EC35,EC36,EC37/;

MODEL SUPER /ALL/;

*TPP

*GWTEI

*EUTTEI

*HHTEI

*SGEH

*GWTEI.up=Valor;

*SOLVE LINEAL USING MIP MINIMIZING TAC;

*SOLVE SUPER USING MINLP MINIMIZING SGEH;

*SOLVE SINSUMA USING MINLP MAXIMIZING TPP;

SGEH.UP=1E9;

SOLVE SUPER USING MINLP MAXIMIZING TPP;

*\$ONTEXT

PARAMETERS

TOTHUBS Cantidad de Unidades de Hubs,

REALEIFLUID(I,F,K) IMPACTO REAL DEL FLUIDO;

TOTHUBS=SUM(H,YHUB.L(H));

*COSTFLUID(I,F)=G=SUM(T,NPV(T)*UCFLUID(F,T)*FWELL(I,T))-MCOST*(1-
YFLUID(I,F));

```
REALEIFLUID(I,F,K)=SUM(T,UEIFLUID(I,F,K)*FWELL.L(I,T));  
*  
DISPLAY TOTHUBS,REALEIFLUID;  
DISPLAY  
COSTFLUID.L,COSTFRACKING.L,COSTPROCESSING.L,COSTTRANSWELLHUB.L  
,COSTTRANSHUBMARKET.L,CAPCOSTHUBS.L,SALESSHALE.L,PROFITCONV.L,  
PROFITIMPORT.L;  
DISPLAY  
EIPROCESSING.L,EITRANSWELLHUB.L,EITRANSHUBMARKET.L,EISHALE.L,EI  
CONV.L,EIIMPORT.L,TELL;  
DISPLAY  
YHUB.L,YFLUID.L,PROFITSHALE.L,TPP.L,GWTEI.L,EUTTEI.L,HHTEI.L;  
*$OFFTEXT
```