



**UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**“PLANIFICACIÓN ÓPTIMA PARA LA EXPLOTACIÓN DEL GAS SHALE
EN MÉXICO”**

TESIS presentada por:

KARLA ARREDONDO RAMÍREZ

**A la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de
Ingeniería Química como requisito parcial para obtener el grado
de:**

**MAESTRO EN CIENCIAS EN
INGENIERÍA QUÍMICA**

Asesor:

Dr. en Ciencias en Ingeniería Química José María Ponce Ortega

Co-Asesor:

Dr. en Ciencias en Ingeniería Química Fabricio Nápoles Rivera

Morelia, Mich

Febrero 2016

ÍNDICE

RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
ÍNDICE DE TABLAS	vii
NOMENCLATURA	xi
AGRADECIMIENTOS	xvi
GLOSARIO	xvii
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Objetivo	3
1.2.1Objetivos Particulares	3
1.3 Justificación	4
1.4 Alcance	4
1.5 Hipótesis	4
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	5
2.1 Gas Shale	5
2.1.1 Proceso de producción de gas shale (Fractura Hidráulica).	6
2.1.2 Evolución de la industria del gas shale.....	9

2.1.3 Desarrollo de producción de Gas <i>Shale</i> en Estados Unidos	10
2.1.4 Desarrollo de producción de Gas <i>Shale</i> en México	13
2.3 Distribución del gas natural en México	15
2.4 La oferta y demanda en los precios del gas natural en México.....	20
<i>CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA</i>	23
3.1 Planteamiento del Problema	23
3.2 Formulación y desarrollo del modelo matemático	25
3.2.1 Balance para los Pozos	27
3.2.2 Balance para la entrada de la Planta de Procesamiento/Unidades de Compresión	27
3.2.3 Balance en la salida de las Plantas de Procesamiento/Unidades de Compresión	28
3.2.4 Distribución de Gas <i>Shale</i> al Mercado	28
3.2.5 Flujo Total de Gas <i>Shale</i> en el Mercado	28
3.2.6 Demanda Máxima de Gas en el Mercado	29
3.2.7 Disponibilidad Máxima de Gas <i>Shale</i> por Zona	29
3.2.8 Máximo Número de Pozos por Zona en un Periodo de Tiempo	29
3.2.9 Modelo Disyuntivo para Determinar la Existencia de Pozos	29

3.2.10 Modelo disyuntivo para determinar las unidades de procesamiento/compresión	32
3.2.11 Modelo disyuntivo para las tuberías	33
3.2.11.1 Sistema de tuberías de “well-pad” a unidades de procesamiento/compresión	33
3.2.11.2 Sistema de tuberías de las refinerías al punto de venta de mercado	35
3.2.12 Costo capital total a valor presente	37
3.2.13 Ventas totales al valor presente	38
3.2.14 Función Objetivo (Valor presente neto)	38
CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO	39
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN RESULTADOS	43
5.1 Planificación para cinco años de producción	45
5.2 Planificación para diez años de producción	51
5.3 Planificación para veintiuno años de producción	57
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	66
CAPÍTULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67
Apéndice A.....	72
Apéndice B.....	80

RESUMEN

PLANIFICACIÓN ÓPTIMA PARA LA EXPLOTACIÓN DEL GAS *SHALE* EN MÉXICO

Por

Karla Arredondo Ramírez

Febrero del 2016

Maestro en Ciencias en Ingeniería Química

Dirigida por: Dr. José María Ponce Ortega

Durante los últimos años, el mercado del gas natural en Norteamérica ha experimentado un cambio drástico, el cual ha sido causado por el desarrollo y aprovechamiento de las reservas del gas no convencional; particularmente, el gas *shale*. En México, las reservas de gas natural ascendieron y con las mejoras en las tecnologías de extracción se estima que la producción y demanda de gas natural aumente. México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en términos de recursos potenciales de gas *shale*, cifra que es 11 veces superior a las reservas remanentes totales de gas natural del país. Las condiciones del mercado y la industria del gas natural están cambiando rápidamente. Lo que necesariamente implica la ampliación de la infraestructura de transmisión y distribución, incrementando la cobertura de este energético, para lo cual se debe tomar en cuenta aspectos ambientales y de seguridad. Por lo tanto, en este proyecto se propone desarrollar un estudio integral para determinar la viabilidad técnica de la explotación del gas *shale* en México considerando la infraestructura existente así como la posibilidad de instalar nuevas tecnológicas que permitan el mejor aprovechamiento de los recursos. En este sentido, en el presente trabajo de investigación se propone una superestructura y un modelo de optimización para modelar la infraestructura existente así como las instalaciones nuevas potenciales que permitan la integración del gas *shale* para satisfacer las demandas actuales y futuras de energía en nuestro país.

Palabras clave: *Shale* gas; Nueva infraestructura; Diseño óptimo; Optimización; Planificación energética.

ABSTRACT

By

Karla Arredondo Ramírez

February 2016

Master in Sciences in Chemical Engineering

Supervised by: Dr. José María Ponce Ortega

Recently, there has been a significant interest to the development and exploitation of unconventional gas resources especially shale gas. Several places around the world have substantial shale gas reserves in regions that lack in the infrastructure needed for production and distribution. This paper presents a mathematical programming approach for the optimal planning of shale gas exploitation and infrastructure development in places without infrastructure for production, treatment, and distribution. Because of the variability in natural gas supplies and demands over time, a multi-period optimization approach is adopted over a certain time horizon. The optimization approach accounts for the different components of the infrastructure, the production schedules, and the time-value of money to maximize the net present value of the infrastructure. The applicability of the proposed approach is shown through a case study in the Burgos basin located in the Northeast of Mexico and in the southern extension of the Maverick Basin in Texas. The results show attractive economic results for the exploitation and distribution of gas to satisfy the national demand.

Keywords: Shale gas; New infrastructure; Optimal planning and design; Energy planning; Optimization.

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Comparación entre los cuatro tipos de gas no-convencional (Wang Q. et al, 2014).....</i>	<i>5</i>
<i>Tabla 2. Resultados obtenidos para los horizontes de tiempo planteados.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 3. Producción anual de cada planta de la red de planificación.</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 4. Año de construcción de línea de distribución del pozo a planta de procesamiento en cinco años de producción.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 5. Año de construcción de la línea de distribución de pozo a planta de procesamiento.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 6. Producción anual de cada planta de la red de planificación.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 7. Año de construcción de línea de distribución del pozo a planta de procesamiento en cinco años de producción.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 8. Año de construcción de la línea de distribución de pozo a planta de procesamiento.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 9. Tiempo de construcción de las unidades de procesamiento.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 10. Resultados económicos al valor presente de la solución óptima.</i>	<i>65</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo mundial de Gas Natural 2012 $ft^3 \cdot 10^6$ (SENER, 2013)	2
Figura 2. Sectores consumidores de gas natural (PEMEX, 2013)	3
Figura 3. Geología esquemática de recursos de gas natural (USGS, 2002)	7
Figura 4. Diagrama de la operación de fractura hidráulica (ProRepublica, 2012)	8
Figura 5. Estructura de mercado (Cadena de Valor) de gas natural en México (SENER, 2013)	16
Figura 6. Regionalización de los mercados de gas natural (SENER, 2013)	17
Figura 7. Red de ductos y centros procesadores de gas (SENER, 2013)	18
Figura 8. Principales Proyectos en licitación (Proyectos de transporte de gas natural CFE)	19
Figura 9. Precio promedio nacional al público de Gas Natural (SENER, 2013)	21
Figura 10. Factores involucrados en el proceso de generación de escenarios de precios de gas natural (SENER, 2013)	22
Figura 11. Diagrama conceptual para la distribución de pozos	23
Figura 12. Descripción de la solución estratégica del problema de planeación para la distribución de gas producido	24
Figura 13. Superestructura propuesta	26
Figura 14. Análisis preliminar de reservas de esquisto en México	40



Figura 15. Localización de la Reserva de Burgos y los 16 pozos potenciales..... 41

Figura 16. Estratigrafía condensada de la Plataforma de Burgos. 42

Figura 17. Solución óptima para cinco años de producción de gas natural. 46

Figura 18. Año de construcción de las líneas de distribución para cinco años de producción. 49

Figura 19. Producción anual de gas crudo en la región de Burgos..... 50

Figura 20. Ventas al mercado en 5 años..... 50

Figura 21. Solución óptima para diez años de producción de gas natural. 52

Figura 22. Año de construcción de las líneas de distribución para cinco años de producción. 55

Figura 23. Producción de gas en 5 años en la plataforma de Burgos. 56

Figura 24. Ventas al Mercado en diez años 56

Figura 25. Producción total en la reserva de Burgos en el horizonte de tiempo. ... 58

Figura 26. Participación total de cada pozo en la solución. 59

Figura 27. Proyección de la ubicación de pozos a través del horizonte de tiempo. 60

Figura 28. Perfiles de producción de cada pozo en el horizonte de tiempo. (MMSCF/día)..... 61



Figura 29. Representación esquemática de la solución óptima para el caso de estudio..... 62

Figura 30. (a) Gas natural distribuido de la planta de la planta 1 al mercado Mn en el horizonte de tiempo. (b) Gas natural distribuido de la planta 2 al mercado Mn en el horizonte de tiempo. (c) Gas natural distribuido (MMSCF/d) a los siete mercados..... 64

NOMENCLATURA

i	Pozo.
p	Plataforma de múltiples pozos.
t	Periodos de tiempo.
m	Mercados.
r	Planta de procesamiento/Unidad de compresión.

Parámetros

β^{proc}	Factor de pérdida asociado a la unidad de tratamiento.
γ_{well}	Exponente para la función del costo capital de los pozos.
γ_{PC}	Exponente para la función del costo capital de la planta procesadora.
γ_{pipe}	Exponente para la función de costo capital para tuberías.
$f_{m,t}^{de-mk}$	Demanda de gas natural en el mercado m en un periodo de tiempo t .
f_p^{max}	Cantidad de gas <i>shale</i> máxima disponible en el conjunto de pozos p
f_r^{max-pc}	Cantidad de gas <i>shale</i> máxima de un conjunto de pozos p a la unidad de procesamiento/compresión r .

$f_{r,m}^{\text{max-dis-mk}}$	Cantidad de gas natural máximo distribuido de la planta procesadora/unidad de compresión r al mercado m .
$N_p^{\text{max-well}}$	Número máximo de pozos a construir en un conjunto p .
K_{Ft}	Factor usado para anualizar la inversión.
VP_t	Valor presente del costo en un periodo de tiempo t .
$FC_{i,p}^{\text{well}}$	Costo fijo para un pozo i en un conjunto de pozos determinado p .
FC_r^{PC}	Costo fijo para un planta procesadora/unidad de compresión r .
$FC_{i,p,r}^{\text{PipeWellPC}}$	Costo fijo para las tuberías de un pozo i al conjunto de pozos p a la planta procesadora/unidad de compresión r .
$FC_{r,m}^{\text{PipeDisMk}}$	Costo fijo para las tuberías de la planta procesadora/unidad de compresión r , dirigidas al mercado m .
$VC_{i,p}^{\text{well}}$	Costo variable por unidad para el pozo i en el conjunto de pozos p .
VC_r^{PC}	Costo variable por unidad de la planta procesadora/unidad de compresión r .
$VC_{i,p,r}^{\text{PipeWellPC}}$	Costo variable unitario para las tuberías del pozo i al conjunto de pozos p , a la planta procesadora/unidad de compresión r .
$VC_{r,m}^{\text{PipeDisMk}}$	Costo variable para las tuberías a la planta de procesamiento/unidad de compresión r al mercado m .

$CapCostWell_{i,p}^{max}$ Costo capital máximo para un pozo i en un conjunto de pozos p .

$CapCostPC_r^{max}$ Costo capital máximo en una planta procesadora/unidad de compresión r .

$CapCostPipeWellPC_{i,p,r}^{max}$ Costo capital máximo para las tuberías en el pozo i proveniente de la planta procesadora/unidad de compresión r .

$CapCostPipeDisMk_{r,m}^{max}$ Costo capital máximo para las tuberías de la unidad procesadora/unidad de compresión r al mercado.

Variables Binarias

$y_{i,p,t}^{well}$ Variable binaria asociada a la existencia del pozo i en el conjunto de pozos p en un periodo de tiempo t .

$y_{r,t}^{PC}$ Variable binaria asociada a la existencia de una planta procesadora/unidad de compresión r en un periodo de tiempo t .

$y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc}$ Variable binaria asociada a la existencia de tuberías en el pozo i en un conjunto de pozos p a la planta procesadora/unidad de compresión r .

$y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}$ Variable binaria asociada a la existencia de tuberías de la planta procesadora/unidad de compresión r al mercado m .

Variables

 $f_{i,p,t}^{well}$

Gas *shale* extraído del pozo *i* en el conjunto de pozos *p* en un periodo de tiempo *t*.

 $f_{i,p,r,t}$

Gas *shale* extraído del pozo *i* en el conjunto de pozos *p* a la planta procesadora/unidad de compresión *r* en un periodo de tiempo *t*.

 $f_{r,t}^{in-pc}$

Entrada de gas *shale* a la planta procesadora/unidad de compresión *r* en un periodo de tiempo *t*.

 $f_{r,t}^{out-pc}$

Salida de gas natural de la planta procesadora/unidad de compresión *r* en un periodo de tiempo *t*.

 $f_{r,m,t}^{dis-mk}$

Gas natural distribuido de la planta procesadora/unidad de compresión *r* al mercado *m* en un periodo de tiempo *t*.

 $f_{m,t}^{mk}$

Gas natural distribuido en el mercado *m* en un periodo de tiempo *t*.

 $y_{i,p,t}^{well}$

Establece la extracción en el pozo *i* en un conjunto de pozos *p* en un periodo de tiempo *t*.

 $f_{i,p}^{well-cap}$

Capacidad de gas *shale* en el pozo *i* en el conjunto de pozos *p*.

 $f_r^{in-pc-cap}$

Capacidad de gas *shale* de entrada a la planta procesadora/unidad de compresión *r*.

 $f_{i,p,r}^{pc-pipe-cap}$

Capacidad de gas *shale* del pozo *i* en un conjunto de pozos *p* a la planta procesadora/unidad de compresión *r*.

$f_{r,m}^{dis-mk-pipe-cap}$

Capacidad de gas natural de la planta procesadora/unidad de compresión r al mercado m .

$CapCostWell_{i,p}$

Costo de capital para un pozo i perteneciente a un conjunto de pozos p .

$CapCostPC_r$

Costo de capital para la planta procesadora/unidad de compresión r .

$CapCostPipeWellPC_{i,p,r}$

Costo de capital asociado a las tuberías usadas para el transporte del gas del pozo i en el conjunto de pozos p , a la planta procesadora/unidad de compresión r .

$CapCostPipeDisMk_{r,m}$

Costo de capital asociado a las tuberías usadas para el transporte del gas de la planta procesadora/unidad de compresión r al mercado m .

AGRADECIMIENTOS

La presentación final de este trabajo de tesis tiene un significado muy particular para mí, debido que es estas páginas se encuentra el esfuerzo en una de las etapas mas importantes de mi vida, por lo tanto, me resulta complicado plasmar en unas cuantas líneas el profundo agradecimiento hacia mi esposo César, mis padres Salvador y Rosa María y mi hermana Rosa María que han estado apoyándome incondicionalmente durante este proceso.

De manera muy importante también quiero extender mi agradecimiento y respeto hacia mi asesor de tesis el Dr. José María y mi mesa sinodal que me ha respaldado con valiosos consejos durante los últimos dos años. Por último, hacer una mención de gratitud hacia la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo que como institución me brindo esta oportunidad y en específico a la Facultad de Ingeniería Química y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología de México que me ha apoyado como becaria de este posgrado en Ciencias en Ingeniería Química.

GLOSARIO

Permafrost Es la capa de hielo permanente en los niveles superficiales del suelo de las regiones muy frías o periglaciares, como es la tundra.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente se proyecta que el consumo de energía global crezca un 41% para el 2035, y un 95% de ese crecimiento corresponda a economías emergentes en crecimiento. En este sentido, nuevas formas de energía como el gas *shale*, tight gas y las llamadas energías renovables contribuirán significativamente para poder satisfacer estas demandas de energéticos a nivel mundial (BP, 2014).

1.1 Generalidades

Particularmente, Estados Unidos de Norte América ha mostrado un interés significativo por el aprovechamiento del gas *shale* como fuente primaria de energía. Además, recientemente se han desarrollado e implementado eficientes tecnología de conversión de gas natural a hidrocarburos líquidos, las cuales han sido denominadas conversiones de gas a líquidos (GTL), así como las celdas de combustible que funcionan con gas natural son prometedoras innovaciones para la generación limpia y eficiente de electricidad (Elia et al., 2014).

El consumo de gas natural en Norteamérica se ubicó en 87,467 mmpcd en el 2012 (ver Figura 1). El país de Estados Unidos es donde se registró el mayor crecimiento en la demanda mundial de gas natural, debido principalmente a la caída en los precios de éste, lo que repercutió en un aumento significativo del gas natural para la generación de electricidad, por encima del carbón.

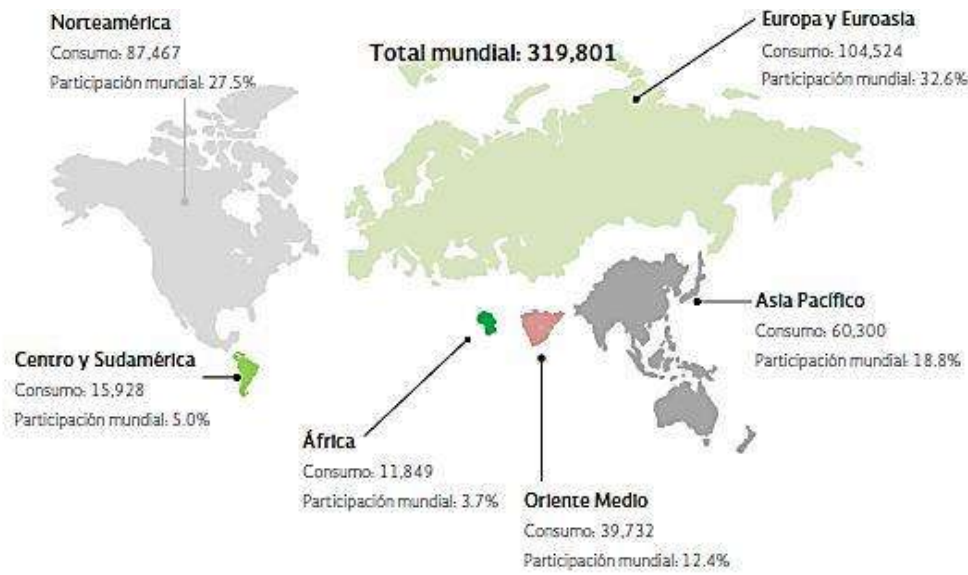


Figura 1. Consumo mundial de Gas Natural 2012 $ft^3 \cdot 10^6$ (SENER, 2013)

La estimación de las reservas probadas mundiales de gas fue de 6,614 billones de pies cúbicos en 2013 (BP, 2013). De los cuales, en México se tiene un total de reservas probadas de aproximadamente 681 billones de pies cúbicos (SENER, 2013). En un análisis publicado por el Departamento de Energía de EU, llamado el *World Shale Gas Resources*, se estimó que las reservas contabilizadas en México serían de 681 billones de pies cúbicos. En dicho documento se ubica a México en el cuarto lugar de reservas de hidrocarburo no convencional, arriba están China con 1.275 billones de pies cúbicos, Estados Unidos con 862 billones y Argentina con 774 billones.

En la actualidad, a nivel internacional el gas natural es la tercera fuente de energía más utilizada, después del petróleo y el carbón. Como antes se mencionó, factores como la creciente oferta internacional gracias al gas *shale*, el crecimiento y la demanda de gas natural en los sectores eléctrico, industrial y transporte, han contribuido a convertir el gas natural en el combustible con mayor auge en los próximos años (ver Figura 2).

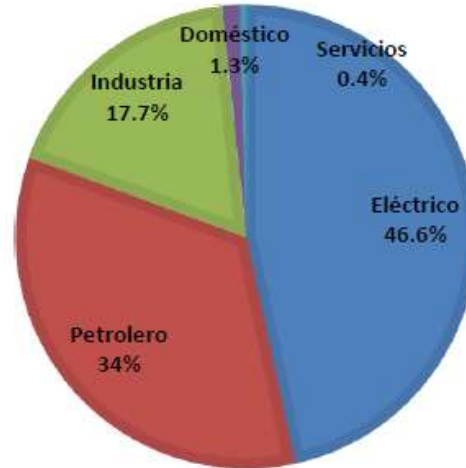


Figura 2. Sectores consumidores de gas natural (PEMEX, 2013).

1.2 Objetivo

A través de un modelo de optimización multi-objetivo realizar una planeación óptima de un sistema integral para la explotación del gas *shale* en México, en donde se consideren aspectos económicos y de planificación a largo plazo.

1.2.1 Objetivos Particulares

- Desarrollar un modelo de optimización multi-objetivo que permita la minimización del costo total de la red de distribución del gas *shale*.
- Determinar la factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema de producción de gas *shale* en un escenario incierto.



1.3 Justificación

De los antecedentes se deduce que el *gas shale* representa actualmente un factor determinante en el sector energético mundial, y éste muestra un crecimiento exponencial. Particularmente, en el caso de México, el *gas shale* no ha sido explotado aun cuando existen grandes reservas de este recurso. En este sentido, es necesario contar con un diseño óptimo del sistema de producción de *gas shale* en México. Para realizar este estudio se deben tomar en cuenta diversos factores técnicos y económicos (donde instalar los pozos, la red de distribución y almacenamiento), así como las consecuencias ambientales, de seguridad y sociales. Particularmente, debido a la enorme incertidumbre asociada al sistema es requerido desarrollar los modelos y técnicas de optimización adecuados para resolver el problema bajo estudio.

1.4 Alcance

La formulación de un modelo matemático para este tipo de estudios, es importante puesto que la factibilidad de la instalación de un pozo de extracción de *gas shale* depende de varios factores, como lo es la disponibilidad de agua para el proceso, la seguridad relacionada con el proceso, los aspectos técnicos que implican la instalación de pozos y la distribución que pudieran tener estos en la región de extracción. Este proyecto pretende plantear desde una perspectiva técnica la explotación de las reservas del *gas shale* tomando en consideración los aspectos que pueden frenar el desarrollo de dichas tecnologías en México.

1.5 Hipótesis

A través de un modelo de optimización multi-objetivo para realizar una planeación óptima de un sistema integral para la explotación del *gas shale* en México, se determinarán las mejores condiciones técnicas y operacionales para hacer rentable este proceso.



CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

El gas natural se puede clasificar por tipos de acuerdo a su procedencia de la siguiente manera: gas no-asociado, el cual se encuentra en los yacimientos de crudo; el gas convencional-asociado, el cual se encuentra en yacimientos de aceite y el gas no-convencional, el cual es conocido como gas *shale*, *tight gas* y *coalbed methane gas*.

2.1 Gas *Shale*

El gas *shale* se encuentra en las formaciones de esquisto que es un tipo de rocas sedimentarias granuladas, también llamadas lutita y arcilla, las cuales son una fuente rica de petróleo y gas natural (*The Centre for Global Energy Studies*, 2010).

La Tabla 1 presenta una comparación entre la clasificación del gas no-convencional de acuerdo a las características geológicas de la fuente.

Tabla 1. Comparación entre los cuatro tipos de gas no-convencional (Wang Q. et al, 2014).

Tipos de Gas no-convencional	Características Geológicas
<i>Shale</i>	El gas <i>shale</i> se encuentra en deposititos de roca de esquisto típicamente encontrada en deltas de los ríos, depósitos de cuerpos de agua como lagos o llanuras superficiales. Las rocas de esquisto son a la vez la fuente y el depósito del gas natural contenido en ellas. En donde, el gas se encuentra atrapado entre los poros y las fisuras de las matrices de rocas.
Metano de carbón	El gas metano de carbón se obtiene de las vetas de carbón de baja permeabilidad



<i>Tight</i>	A diferencia del gas <i>shale</i> o del metano de carbón, el gas <i>tight</i> de forma afuera de las formaciones rocosas en formaciones de arenas masivas productoras de hidrocarburos de muy baja permeabilidad.
Hidrato de metano	El gas de hidrato de metano es una combinación de agua y metano formada a bajas temperaturas a condiciones de baja presión en los permafrost y bajo los océanos.

Es importante señalar en que tanto el gas convencional como el gas no-asociado se consideran como entidades geográficas discretas bien delimitadas por contactos hidrocarburos-agua. Los yacimientos de gas convencional, por lo regular presentan sellos y trampas que maximizan su recuperación. Caso contrario se presenta en los yacimientos de gas no-convencional, en donde la permeabilidad disminuye y están anormalmente presurizados sin sellos que delimiten el yacimiento en explotación (Figura 3).

2.1.1 Proceso de producción de gas *shale* (Fractura Hidráulica).

La fractura hidráulica es un método utilizado para incrementar el flujo en los pozos de petróleo y de gas. Este proceso comienza con la construcción de la infraestructura necesaria en el sitio en donde se localizara el pozo de construcción. Los pozos de producción son excavados a una profundidad de entre 8000 ft a 1000 ft y pueden tener direcciones horizontales y verticales dependiendo de la naturaleza de la sección a extraer (Gidely, 1989; EPA, 2012).

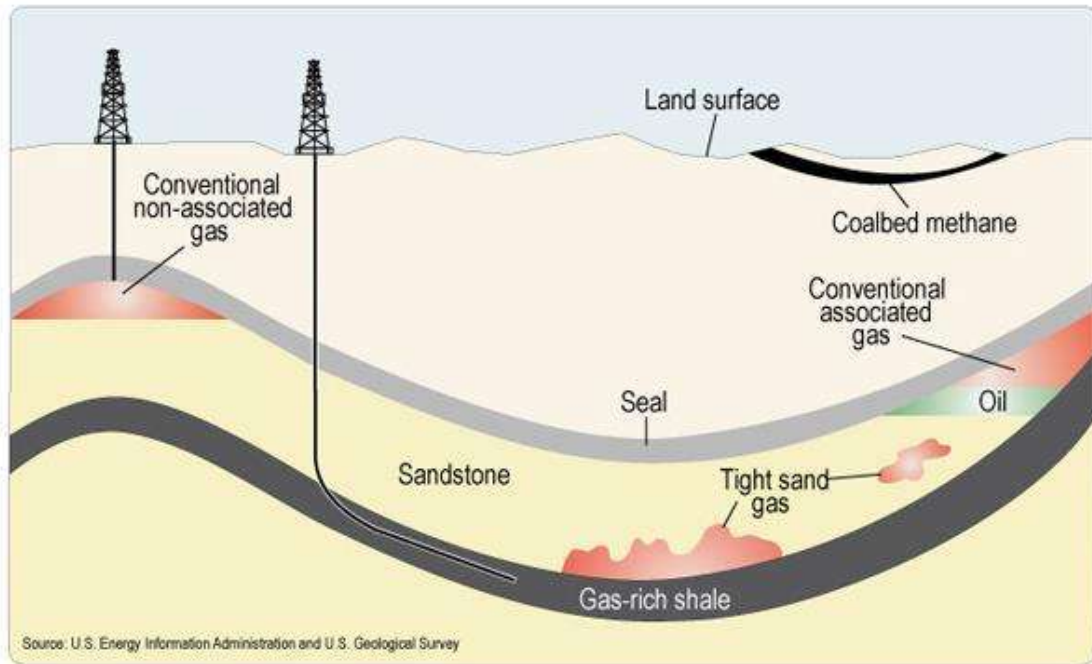


Figura 3. Geología esquemática de recursos de gas natural (USGS, 2002).

La técnica de la fracturación hidráulica ha sido utilizada desde hace más de 60 años en millones de pozos de exploración y producción de hidrocarburos en todo el mundo. Permitiendo mejorar la extracción de los hidrocarburos almacenados en los poros de las rocas que tienen una baja permeabilidad, es decir, en aquellas rocas cuyos poros están pobremente interconectados entre sí.

Las fracturas se forman bombeando una mezcla de fluidos en el área de perforación del pozo en una velocidad suficiente para incrementar la presión en el fondo del pozo para exceder el gradiente de presión entre el medio que rodea la roca de esquisto y el que presenta esta en su interior con el gas metano contenido (Figura 4). Por tanto, se producirán pequeñas fracturas en la roca, para favorecer y aumentar esta interconexión, permitiendo que el gas fluya hacia el pozo y de ahí hasta la superficie.



Después de la formación de las fracturas, los operadores típicamente tratan de mantener el ancho de la fractura con la inyección del fluido que impide que estas se cierren bloqueando el paso del gas. La fractura que se crea tiene que ser lo suficientemente permeable para permitir el flujo del gas atrapado en la roca. Después de que la fractura ha sido completada, la presión interna de la formación geológica causa que los fluidos de fractura usados anteriormente suban a la superficie y estos pueden ser almacenados en tanques o pipas para su disposición final o reciclado. Las opciones que se tienen para la disposición final de estos fluidos son la recirculación o la inyección subterránea.

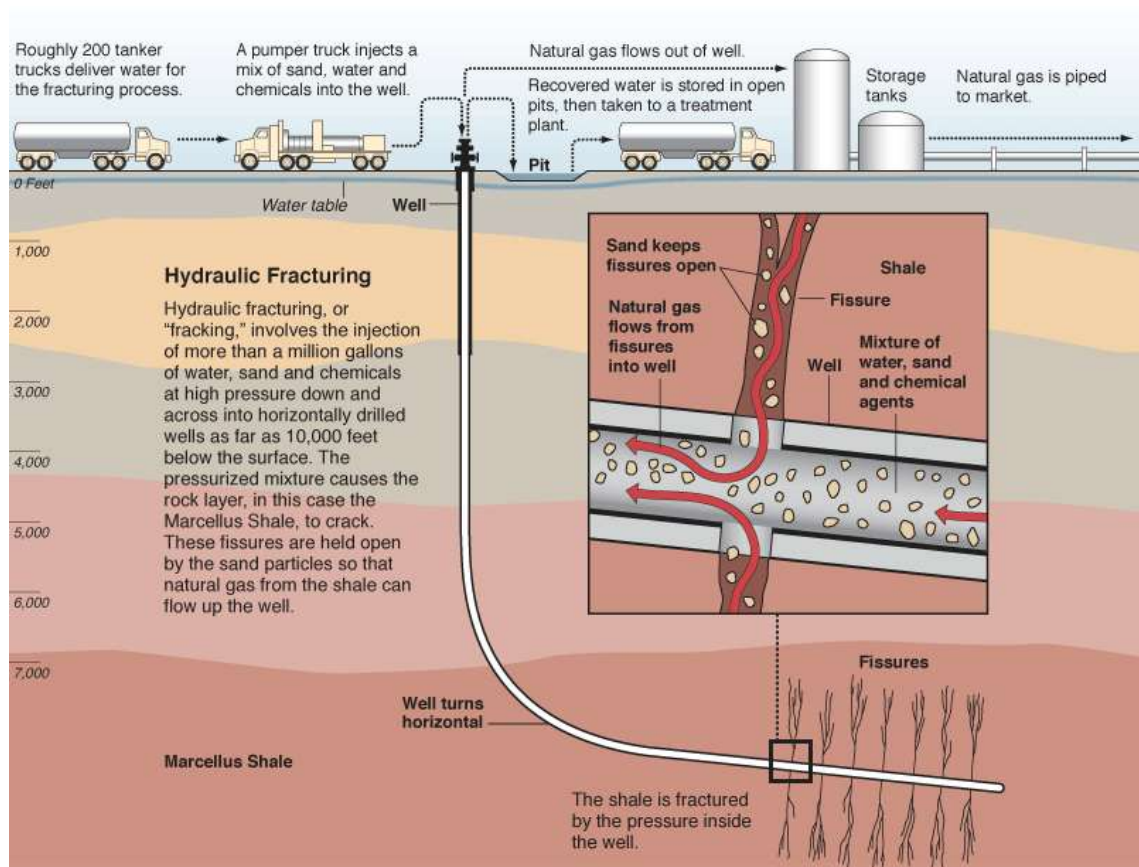


Figura 4. Diagrama de la operación de fractura hidráulica (ProRepublica, 2012).

Las buenas prácticas de la industria, en lo que a construcción de pozos se refiere, garantizan que no puedan producirse filtraciones no controladas de aditivos químicos en



las aguas superficiales, los acuíferos, el suelo o el aire, de modo similar al de las numerosas actividades industriales que los utilizan y que generan residuos que necesitan ser tratados cumpliendo con las regulaciones de aplicación.

2.1.2 Evolución de la industria del gas *shale*.

Durante las últimas décadas, la industria de los hidrocarburos se ha transformado en una de las tecnológicamente más avanzadas en el mundo. En Estados Unidos actualmente se desarrollan y aplican con éxito diversas tecnologías para su extracción y procesamiento, resultado de una diversa combinación de factores técnico-económicos y ambientales (Lozano, 2013).

Debido a la abundancia y bajo precio del gas natural, así como las limitaciones técnicas para la extracción, la opción de producir gas no era atractiva en la década de 1970. La tecnología de arena fracturada de CO₂ se ha utilizado desde la década de los 70's para ayudar a aumentar la velocidad del flujo de gas natural y petróleo de formaciones subterráneas.

Una vez que la investigación tecnológica se lleva a cabo con la ayuda del gobierno y es consolidada por la iniciativa privada, los factores como la experiencia de una industria del gas natural, las condiciones de un mercado competitivo, un marco institucional con regulaciones, permiten que a partir del año 2000 surja el interés por la explotación de este recurso (Wang y Xu, 2014).

Así, técnicas como la fractura hidráulica se utilizaron para explotar los yacimientos de gas, la que consiste principalmente en colectar el gas natural libre que queda atrapado en formaciones de roca (USGS, 2002). Debido a que la explotación del *gas shale* es una tecnología en desarrollo, existen ciertos factores de incertidumbre asociados (Lozano, 2013). Entre estos factores se destaca el contar con los recursos geológicos adecuados, la disponibilidad de información geológica exacta, la experiencia desarrollada a lo largo



de las décadas por la industria, una amplia distribución de la infraestructura, un sector de servicios necesarios para la extracción del energético y la disponibilidad de agua.

Para estimar el área efectiva de una reserva de gas *shale*, es necesario modelar y simular la permeabilidad y las barreras de las rocas en tres dimensiones (Sneddem, 2014), es por eso que se han hecho propuestas para caracterizar la continuidad y régimen que presenta la reserva.

Es importante hacer mención del valor de los riesgos potenciales que presenta la fractura hidráulica y el taladro horizontal, como los gases extraviados en las aguas poco profundas por la conectividad existente entre las formaciones con gas *shale* y los acuíferos, así como el inadecuado uso del agua de desecho de la fractura que puede producir contaminación en las aguas superficiales ocasionando daños ecológicos a largo plazo (Vengosh et al., 2013).

2.1.3 Desarrollo de producción de Gas *Shale* en Estados Unidos.

Debido al predominante consumo de combustibles fósiles, muchos países han incrementado el uso del gas natural sobre el proveniente del petróleo y carbón, ocasionando el aumento de la demanda de tanto el gas de fuentes convencionales como el no-convencionales.

Entre las fuentes no-convencionales, el gas *shale* en particular ha jugado un papel muy importante en el mercado internacional. Un ejemplo es Estados Unidos, que ha tenido una rápida respuesta a las nuevas demandas de energéticos puesto que había presentado un modesto crecimiento de 2.7% en su producción durante los años de 1995 a 2000, y empezó a incrementar su producción superando el promedio anual de producción de 18.7% del 2000 al 2005 y en un 47.9% del 2005 al 2011. Situación que ha significado un efecto directo en el precio del gas natural con una disminución del 55% del 2008 al 2011 de un 8.9 a 4 \$/MMBTU (EIA, 2013). Por otro lado, tenemos que el futuro del gas *Shale* es cuestionable en Europa por el bajo volumen de hidrocarburo encontrado



en reservas en Polonia que han hecho a las compañías abandonar los proyectos de exploración (Johnson and Boersma, 2013)

Entre las principales claves del éxito de Estados Unidos en la producción del gas *shale* se encuentran principalmente las siguientes:

- **Aspectos técnicos** → La combinación de la fractura horizontal con la fractura hidráulica han influenciado de manera importante, permitiendo la factibilidad económica en la producción del gas *shale* reduciendo el factor de incertidumbre asociado. A esto se suman los elementos como la generación de fuentes de información geológica, el desarrollo de la experiencia técnica a través de las décadas por parte de la industria, una amplia distribución en la infraestructura, un sector de servicios auxiliares amplio y la disponibilidad de agua para desempeñar las técnicas de fractura asociadas.
- **Características geológica favorables** → A pesar de que el esquisto es una roca sedimentaria abundante, no todas se pueden considerar como fuente segura de hidrocarburos se tienen que conjuntar ciertas condiciones como el contenido de carbón total, la madurez térmica, el ancho de la roca, porosidad, profundidad y presión para tener una producción eficiente en composición de gas metano.
- **Información geológica precisa** → Otro papel importante lo ha jugado la precisión en la información de los reservorios, de esta manera se obtuvo más datos geológicos para ayudar a los productores a optimizar el proceso.



Información que es actualizada periódicamente para mejorar la productividad de los pozos, como consecuencia de estos exhaustivos trabajos la base de datos de reservas de gas shale en US se ha incrementado cerca del 5 veces del año 2006 al 2010 (EIA, 2012).

- **Vasta infraestructura** → A través de EUA se encuentran instaladas más de 210 sistemas de líneas de tuberías con una longitud aproximada de 491,000 km, así como numerosa infraestructura para almacenamiento bajo tierra y suficientes puntos de venta. También cuenta con líneas de conexión de tuberías hacia México y Canadá, las plantas de licuado de gases para enviar el gas son importantes en el transporte de este, por lo que el gobierno estadounidense ha hecho inversiones importantes en la instalación de plantas que lleven a cabo este servicio.
- **Uso de agua** → Para que la fractura hidráulica se lleve a cabo es necesario mantener las fracturas de las rocas abiertas para que dejen fluir el gas a través de esta. En Estados Unidos, el agua necesaria para esta actividad se encuentra disponible en términos generales, por lo tanto, en diferentes estados del país las regulaciones cambian y el uso del agua para este proceso puede cambiar dependiendo de la región geológica pero se estima que la demanda es de 10 millones de litros de agua en la formación de Barnett, 12 millones de litros en la formación de Fayetteville y 15 millones de litros en la formación de Marcellus hasta el 2013 (Jenner y Lamadrid, 2013).



- **Aspectos Económicos** → Además, con los avances tecnológicos que permiten el crecimiento de la industria del gas *shale*, también se encuentra una economía competitiva que desafía a la industria. A diferencia de los hidrocarburos convencionales, la industria de gas shale conlleva diferentes requerimientos, lo que promueve la expansión de la industria de servicios auxiliares. Por consiguiente, los siguientes factores han determinado la dinámica económica de esta industria:
 - Estructura de mercado competitiva
 - Predicción confiable de precios a través del tiempo.
 - Economía de producción

- **Aspectos Institucionales** → Las políticas públicas y las leyes estructuradas en Estados Unidos han jugado un papel favorable para el desarrollo económico y tecnológico del proceso de extracción, especialmente en la propiedad de los recursos del subsuelo. Por lo que el gobierno estableció un sistema que colabore con la industria, abarcando los siguientes puntos:
 - Los derechos de propiedad de la tierra y el subsuelo.
 - Establecer un marco regulatorio para la explotación.
 - Apoyo del gobierno en la creación de políticas públicas para impulsar la industria,

2.1.4 Desarrollo de producción de Gas Shale en México

Entre los países que han presentado interés en la producción de gas *shale* se encuentra México, el cual tiene un interés marcado debido a las estimaciones potenciales de EIA (2011). Como se mencionó previamente en el capítulo introductorio, los recursos prospectivos no convencionales de México se prevé que sean significativos con una asociada probabilidad de éxito geológico de acuerdo con el reporte presentado la Agencia



de Información Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, publicado en abril de 2011.

Tomando en cuenta la información proporcionada anteriormente y sabiendo también acerca de las formaciones geológicas de gas de esquisto que comparte en la frontera con Estados Unidos ha llevado al gobierno a priorizar las políticas energéticas incluyendo escenarios de producción en la que se explican Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 y más tarde se complementa el proyecto en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027. Dicho documento plantea la restitución de reservas por gas natural ya que estiman que México cuenta con estructuras geológicas que podrían contener hidrocarburos compartidas con Estados Unidos (yacimientos transfronterizos), a lo largo de la línea de delimitación entre ambos países en el Golfo de México. Es por eso que el gobierno mexicano ha fijado atención en el potencial del país para la producción de gas *shale* y se esfuerza por implementar nuevas políticas públicas que impulsen el desarrollo de esta tecnología.

En este sentido se trabajó en un documento entre los gobiernos de ambos países con el fin de respetar los recursos naturales de cada país. Dicho tratado fue firmado el 20 de febrero de 2012 por los gobiernos de ambas naciones (ENE, 2012-2026). Asimismo, estudios de Pemex señalan que en Coahuila, Chihuahua, Tampico y Veracruz se han identificado yacimientos de gas *shale* con potencial para desarrollar proyectos de extracción de gas natural.

De acuerdo con los avances presentados para la extracción de fuentes de energía no-convencionales en las políticas públicas también se han realizado avances técnicos, se han realizado estudios geológicos de veinte pozos exploratorios hasta el 2014. Sin embargo, ha sido hasta febrero del 2013 que solo se han excavado siete pozos y se ha encontrado que dos no son aptos para la extracción comercial, tres son productores de gas seco, dos han resultado producir tanto gas seco y condensados y únicamente uno ha resultado producir tanto petróleo como gas natural. Estos resultados prueban que el éxito en la producción del gas *shale* está en función de la disponibilidad de hidrocarburos



y composición de cada pozo, por tanto esto requerirá de eficiencia en el esquema de excavación de los reservorios.

Existen algunas fuentes que sugieren que los proyectos de explotación de gas *shale* en México deberán tomar en cuenta la experiencia internacional y en específico de Estados Unidos que tiene más avance en este rubro, con la finalidad de crear políticas públicas adecuadas (Lozano Maya, 2013). Es importante mencionar que los proyectos de exploración de hidrocarburos son desafiantes ya que tienen una complejidad estructural importante, para usar el marco de experiencia extranjera se tendrán identificar las diferencias en las condiciones contextuales de cada país. Por lo tanto, es importante estudiar dicha información que presentan los dos países con la finalidad de concluir con una propuesta que se adapte a las características de México.

2.3 Distribución del gas natural en México

En la actualidad, el transporte de gas natural o gas seco se lleva a cabo a través de ductos, la actividad de distribución de gas consiste en transportar y entregar el gas al usuario final, y en ésta participan los sectores social y privado. En lo que respecta a la industria del gas natural, es atribución del estado realizar y regular esta actividad, en específico de la Secretaría de Energía (SENER), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la comisión Reguladora de Energía (CRE). En la Figura 5 se describe el marco regulatorio del gas natural en México en las actividades de exploración y producción, procesamiento, ventas de primera mano, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización.

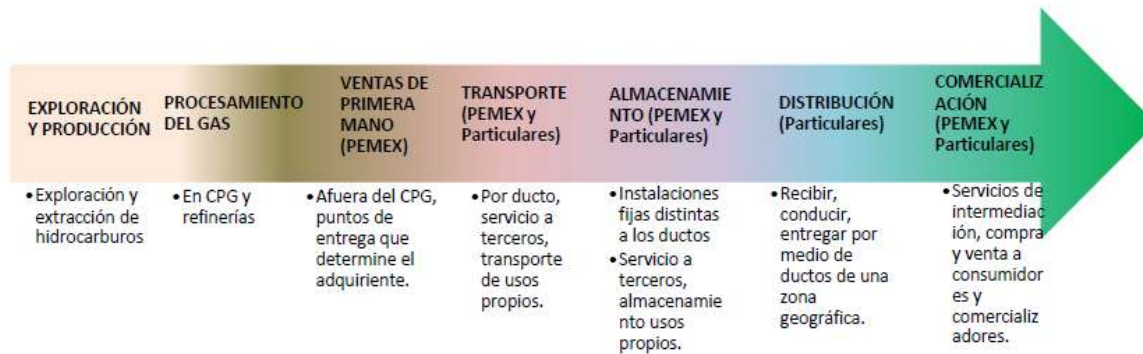


Figura 5. Estructura de mercado (Cadena de Valor) de gas natural en México (SENER, 2013).

Es importante mencionar que el sistema cuenta con restricciones de capacidad de compresión que limita el envío de gas natural de la región Noreste a las regiones Sureste, Centro y Centro-Occidente. Factores como la actividad petrolera de la región, la generación de electricidad y concentración poblacional determinan el consumo de gas natural de cada estado (SENER, 2013).



Figura 6. Regionalización de los mercados de gas natural (SENER, 2013).

Quando se piensa en aumentar la producción de gas natural en México saltan a la vista las limitaciones estructurales del mercado nacional. En la actualidad, se cuenta con una red de distribución de ductos en el país de 11,917.4 Km, de los cuales 11,141.6 Km son gasoductos en operación (Figura 7), con un volumen promedio de transporte de 10.8 miles de millones de pies cúbicos diarios. En los últimos años, la demanda de gas natural ha seguido una tendencia en aumento, por lo tanto la infraestructura de transporte ha tenido una evolución limitada. Situación que ha provocado que los tramos de gran aforo en el sistema de gasoductos estén cercanos a su capacidad máxima. Es por eso que los



problemas operativos y el incremento en la demanda comprometen la confiabilidad del abastecimiento de gas natural a los usuarios finales.



Figura 7. Red de ductos y centros procesadores de gas (SENER, 2013).

Existen diferentes proyectos en donde se planea la expansión de las líneas de transporte de gas natural, como lo muestra la Figura 8. De los 19 gasoductos que pretende se pretenden construir, el Gasoducto Texas-Tuxpan es el proyecto de construcción de gasoductos nacional más ambicioso ya que pretende transportar gas natural por una ruta submarina en el Golfo de México desde el sur del estado texano hasta Veracruz para conectar con las centrales de Tamaulipas, Veracruz y cuya inversión se estima en 3 mil 100 millones de dólares. De los tres gasoductos internacionales, la CFE espera al menos una inversión de 2 mil 880 millones de dólares, de acuerdo con la



ficha técnica de dichas licitaciones. De acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad, hasta el momento se han concluido siete procesos licitatorios para la construcción de siete gasoductos en el último año, con una inversión estimada de 2 mil 306 millones de pesos. El gas natural que transportarán estos gasoductos suministrará del energético a centrales de ciclo combinado que también licita la CFE. Tres de éstas centrales ya han sido licitadas y cinco más se encuentran en una etapa avanzada del proceso licitatorio.

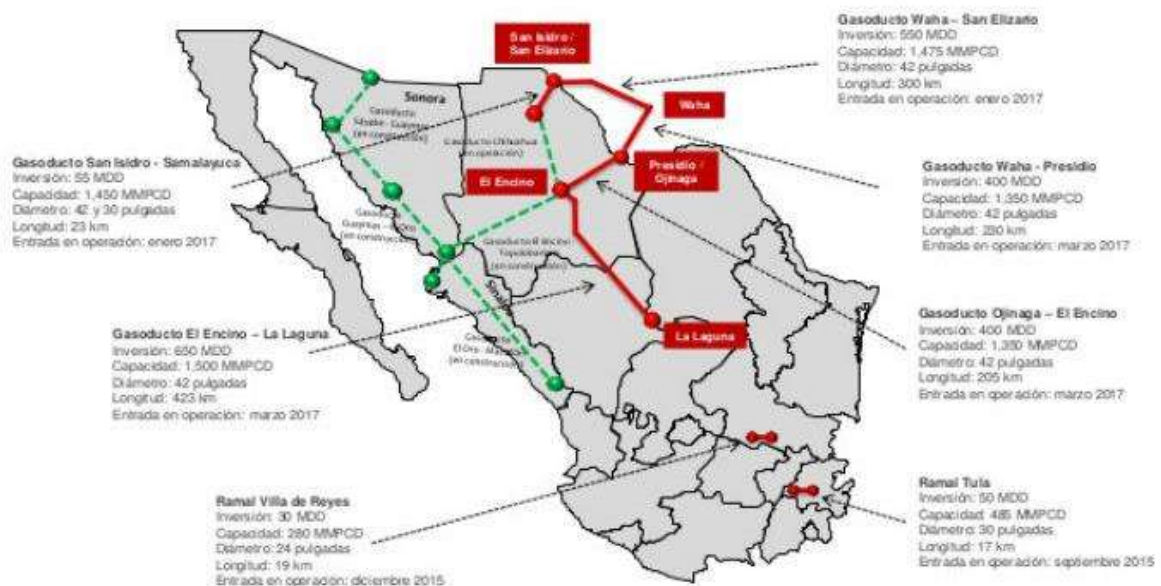


Figura 8. Principales Proyectos en licitación (Proyectos de transporte de gas natural CFE)

Para diseñar un sistema de tuberías para la distribución del gas natural para los casos en donde no existan redes de distribución de gasoductos en el país al hablar de incremento en la producción de gas natural se deben considerar nuevas rutas de transporte para el insumo. Para hacer cálculos preliminares en el diseño de estos se



tomarán en cuenta las variables de diseño, las cuales incluyen ciertas restricciones, decisiones asociadas a los costos de construcción, operación y mantenimiento del sistema (Marcoulaki et al., 2012; Gopalakrishnan y Biegler, 2013; Baumrucker et al., 2010). Principalmente, dicha red se divide en el gas de transmisión y distribución. Se tienen que tomar decisiones acerca de las redes de distribución existentes y de cómo se pueden satisfacer las crecientes demandas, se han propuesto modelos de optimización dinámica para encontrar la mejor planificación de redes de distribución existentes (Kabirian y Hemmati, 2007). Dentro de este contexto, es necesario considerar la seguridad dentro de la planeación de las redes de distribución y transmisión de gas natural, los cuales se puede implementar como uno de los objetivos del modelo matemático (Martínez-Gómez et al., 2013). A través de la cuantificación de riesgos que se puedan presentar, el análisis de las consecuencias y la cuantificación de éstas en la posible población afectada (Brito y Almeida, 2009).

2.4 La oferta y demanda en los precios del gas natural en México

Existen una serie de factores que influyen en el comportamiento de los precios del gas natural, los cuales se detallan a continuación:

a) Aumento en la producción de gas natural en Estados Unidos, dicho crecimiento significó un volumen adicional de 3 mil millones de pies cúbicos diarios. Situación relacionada con el gas *shale*.

b) En Estados Unidos creció la demanda por parte del sector eléctrico, sin aumentar la producción.

c) Las importaciones totales de Estados Unidos se redujeron debido al importante volumen de producción interna y los menores precios de gas natural en Estados Unidos en comparación con Europa y Asia.

d) Altos niveles en los inventarios de gas natural en Estados Unidos.

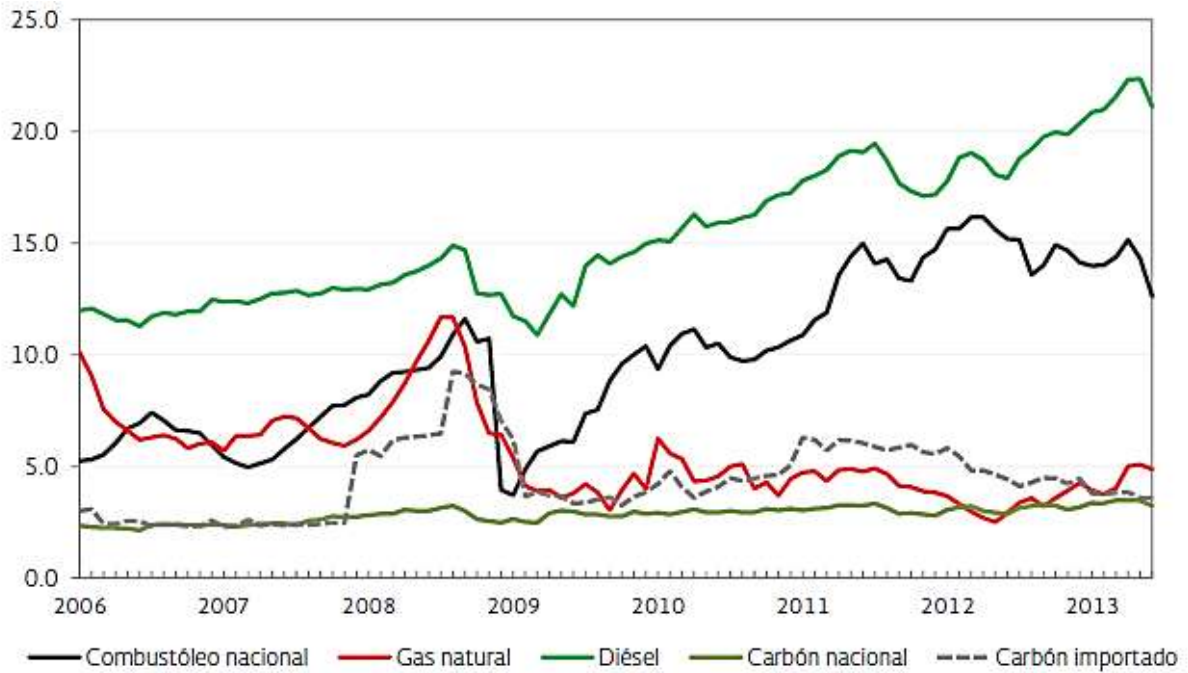


Figura 9. Precio promedio nacional al público de Gas Natural (SENER, 2013).

Por lo anteriormente dicho, se deduce que la demanda del gas natural como energético en los diferentes factores está directamente relacionada con el comportamiento del precio de mercado. En la Figura 10 se muestran los factores involucrados en el proceso de generación de escenarios de precios de gas natural. En donde se consideran una serie de supuestos de tecnología, costos, política energética, crecimiento económico y un análisis de los componentes además de la demanda y oferta que inciden en los precios del gas natural de referencia. Dicho análisis es útil para identificar las posibles fuentes de producción y los suministros que estarán disponibles a partir de fuentes complementarias.

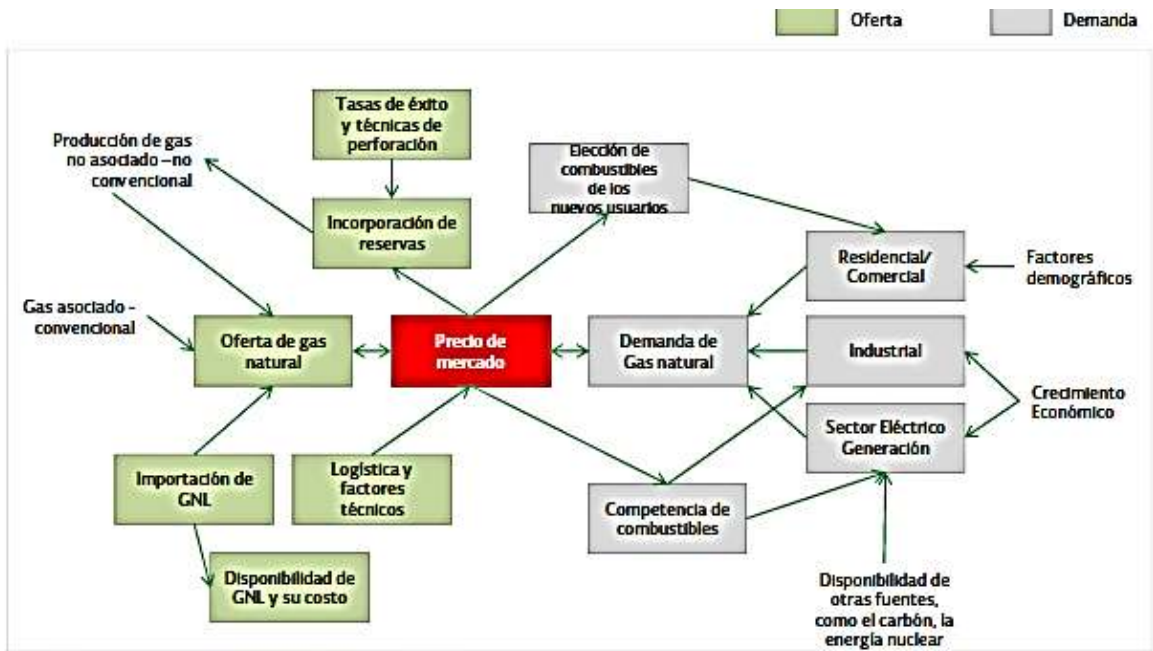


Figura 10. Factores involucrados en el proceso de generación de escenarios de precios de gas natural (SENER, 2013).



CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA

Conocer la factibilidad económica para la extracción de reservas de gas no-conventional es uno de los objetivos del proyecto, para lo cual hemos decidido enfocarnos en tres importantes factores, que son: la disponibilidad de agua, las propiedades físicas de la reserva y la ubicación de esta.

3.1 Planteamiento del Problema

Como se mencionó anteriormente, dichos factores deben evaluarse en cada pozo posible para conocer las posibilidades económicas que tienen de ser explotados, como se puede apreciar en la Figura 11.

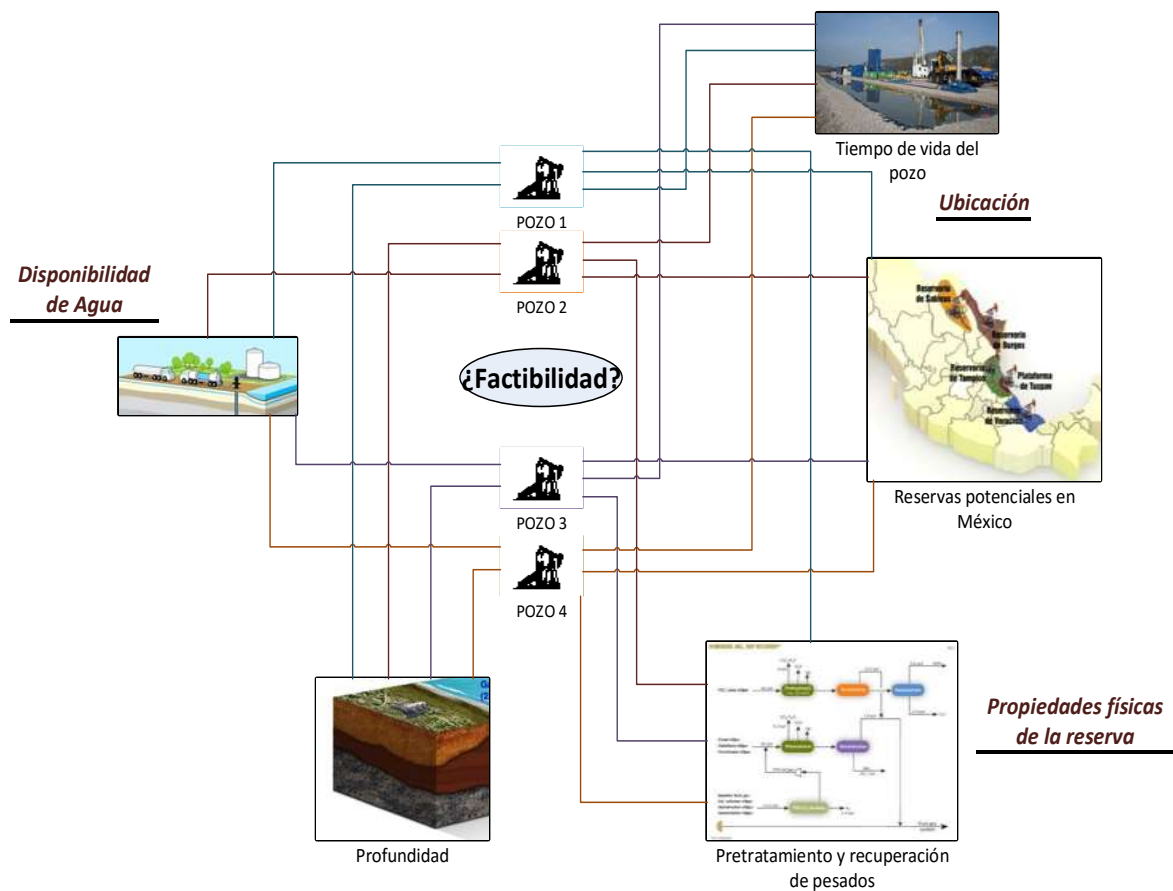


Figura 11. Diagrama conceptual para la distribución de pozos.



Por otro lado, tenemos que la producción de gas natural implica una planeación en la cadena de suministro del gas natural. La Figura 12 muestra la solución estratégica para la solución del problema de planeación que se quiere resolver, por un lado tenemos nuestros sitios potenciales de extracción del cual llevaremos gas crudo y se necesitará una red de tuberías para su distribución, para posteriormente ser procesado en plantas de tratamiento y retirar contenido de azufre que encarece el transporte.

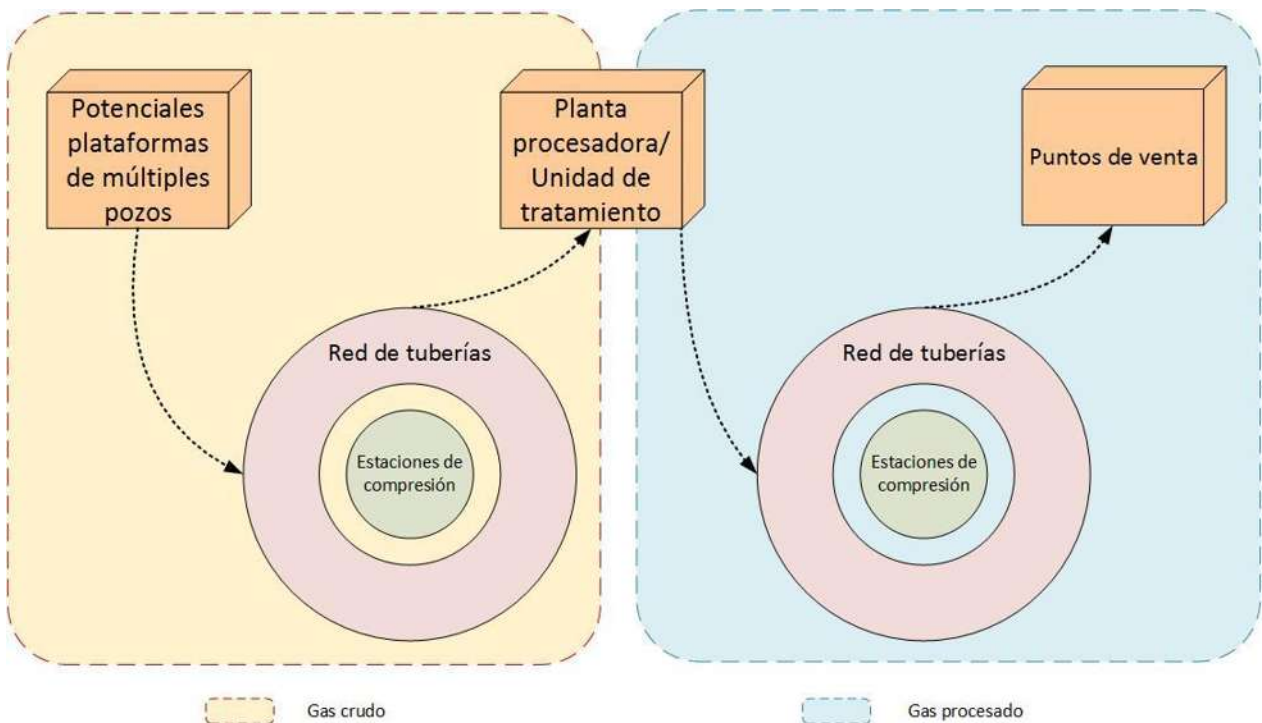


Figura 12. Descripción de la solución estratégica del problema de planeación para la distribución de gas producido.

De este modo decimos que para conocer hacer una evaluación económica certera, se tendrán que conocer los puntos mencionados anteriormente, por lo tanto si queremos



hacer un análisis macroscópico para la planeación de la extracción del gas *shale* en México se tendrán tomar en cuenta los factores antes mencionados.

3.2 Formulación y desarrollo del modelo matemático

Dicho análisis nos permite realizar una superestructura suma la demanda del mercado para conocer la potencial oferta de los pozos de extracción mediante la implementación pertinente de tratamientos para el gas extraído. Como se muestra en la Figura 13.

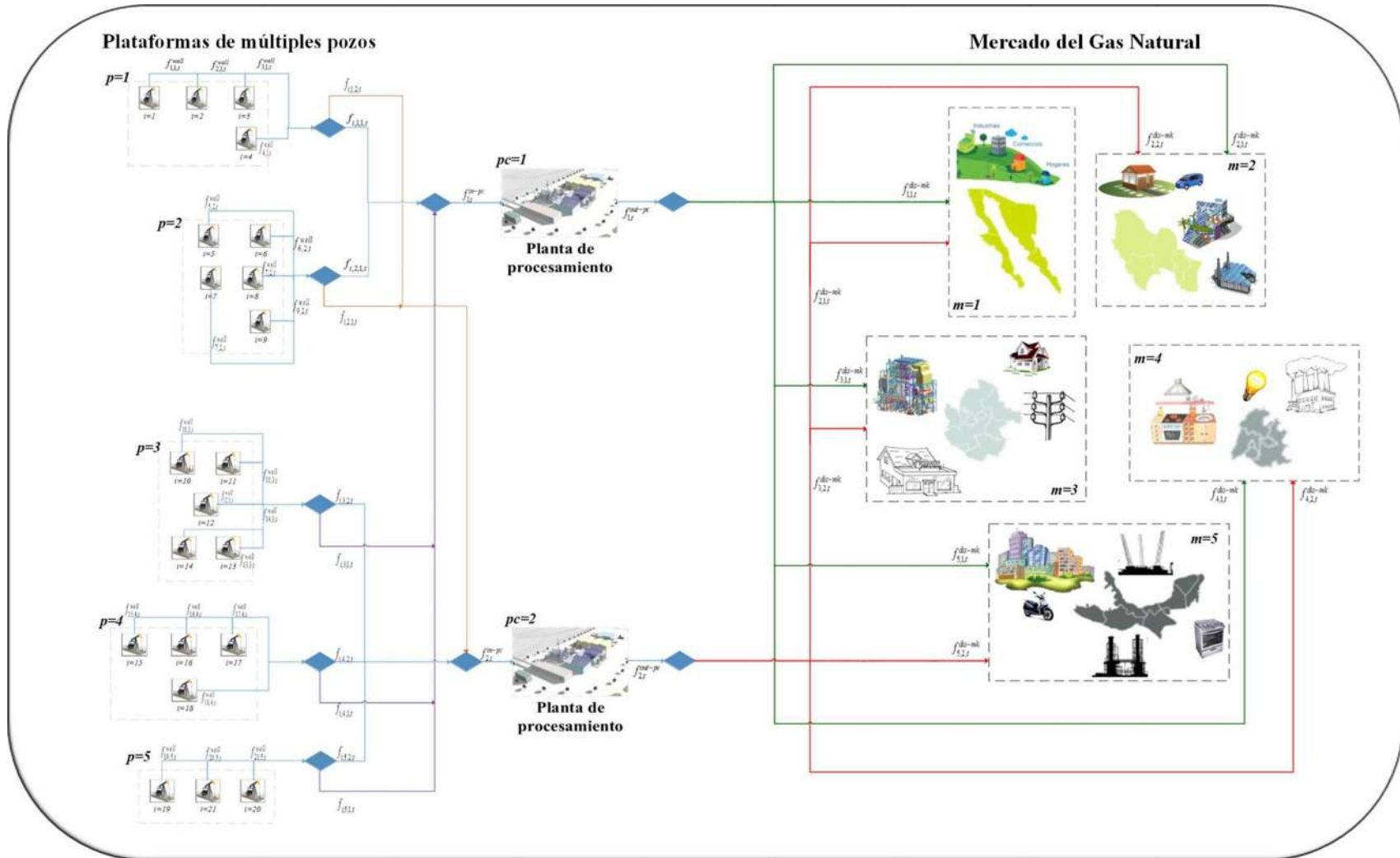


Figura 13. Superestructura propuesta.



Para hacer la descripción de la superestructura se toma en cuenta que existe una zona potencial para la explotación del gas *shale*, de la cual se podrán establecer una cantidad determinada de pozos para la extracción, en donde la nomenclatura para el pozo, para el conjunto de estos en una zona determinada, el periodo de tiempo y los mercados en donde se distribuirá el fluido se tendrán que definir:

$i = well$

$p = multi - pad\ well$

$t = time\ periods$

$m = markets$

$r = processing\ plant / compression\ unit$

3.2.1 Balance para los Pozos

El flujo total obtenido ($f_{i,p,t}^{well}$) de las extracciones en los diferentes pozos en un tiempo determinado, será igual a la suma de los flujos provenientes de cada planta de procesamiento ($f_{i,p,r,t}$).

$$f_{i,p,t}^{well} = \sum_r f_{i,p,r,t}, \forall i, p, t \quad (1)$$

3.2.2 Balance para la entrada de la Planta de Procesamiento/Unidades de Compresión

El flujo total en la entrada de la planta de procesamiento de gas ($f_{r,t}^{in-pc}$), es igual a la suma de los flujos provenientes de cada conjunto de pozos ubicado anteriormente para la extracción en un tiempo determinado ($f_{i,p,r,t}$).

$$f_{r,t}^{in-pc} = \sum_i \sum_p f_{i,p,r,t}, \forall r, t \quad (2)$$



3.2.3 Balance en la salida de las Plantas de Procesamiento/Unidades de Compresión

El flujo de salida de gas natural procesado ($f_{r,t}^{out-pc}$) será igual al gas que se alimenta a la planta proveniente de los pozos de extracción ($f_{r,t}^{in-pc}$), multiplicado por una constante que serán las pérdidas de producto inherentes al procesamiento y compresión de los gases, que es nombrada como (β^{proc}).

$$f_{r,t}^{out-pc} = \beta^{proc} \cdot f_{r,t}^{in-pc}, \forall r, t \quad (3)$$

3.2.4 Distribución de Gas Shale al Mercado

Al salir el flujo de las plantas de procesamiento ($f_{r,t}^{out-pc}$), será necesario hacer una distribución adecuada en el mercado al cual se quiere satisfacer, que a su vez, está dividido en cinco regiones a ($f_{r,t}^{in-pc}$) nivel nacional que presenta una demanda fija ($f_{r,m,t}^{dis-mk}$), dicha distribución se representará en el modelo matemático, a través de la siguiente expresión:

$$f_{r,t}^{out-pc} = \sum_m f_{r,m,t}^{dis-mk}, \forall r, t \quad (4)$$

3.2.5 Flujo Total de Gas Shale en el Mercado

De esta manera, para conocer la cantidad de gas natural enviada al mercado ($f_{m,t}^{mk}$), será necesario hacer la suma de los flujos ($f_{r,m,t}^{dis-mk}$) que se han distribuido desde la planta de procesamiento/unidad de compresión a las regiones de venta en el mercado.

$$f_{m,t}^{mk} = \sum_r f_{r,m,t}^{dis-mk}, \forall m, t \quad (5)$$



3.2.6 Demanda Máxima de Gas en el Mercado

Será definida por la expresión:

$$f_{m,t}^{mk} \leq f_{m,t}^{de-mk}, \forall m,t \quad (6)$$

En donde, el flujo entregado por las plantas de procesamiento ($f_{m,t}^{mk}$) no podrá ser mayor al flujo demandado por la región de venta ($f_{m,t}^{de-mk}$).

3.2.7 Disponibilidad Máxima de Gas *Shale* por Zona

El flujo que se extraiga de un pozo durante un periodo ($f_{i,p,t}^{well}$) no deberá ser mayor al contenido total del yacimiento en esa área (f_p^{max}). Como se muestra en la restricción a continuación:

$$\sum_t \sum_i f_{i,p,t}^{well} \leq f_p^{max}, \forall p \quad (7)$$

3.2.8 Máximo Número de Pozos por Zona en un Periodo de Tiempo

La cantidad de pozos que podrán ser instalados ($y_{i,p,t}^{well}$), en una zona deberá estar limitado a las características físicas del lugar ($N_p^{max-well}$), así como a la creciente demanda a través del periodo de tiempo.

$$\sum_i y_{i,p,t}^{well} \leq N_p^{max-well}, \forall p,t \quad (8)$$

3.2.9 Modelo Disyuntivo para Determinar la Existencia de Pozos

Para restringir que el flujo que se extraiga de cada pozo en un lugar en un determinado periodo de tiempo ($f_{i,p,t}^{well}$), el modelo debe tomar en cuenta que éste no debe



ser mayor a un flujo máximo que representa al volumen existente de gas dentro del yacimiento representado por: (f_p^{\max}). De esta manera, la capacidad del pozo ($f_{i,p}^{\text{well-cap}}$) será acotada al flujo que se extraiga de este en un determinado periodo de tiempo ($f_{i,p,t}^{\text{well}}$).

$$f_{i,p,t}^{\text{well}} \leq f_p^{\max}, \forall i, p, t \quad (9)$$

Posteriormente, el costo capital para los pozos es determinado usando la máxima capacidad para cada pozo en cualquier periodo de tiempo ($f_{i,p}^{\text{well-cap}}$).

$$f_{i,p}^{\text{well-cap}} \geq f_{i,p,t}^{\text{well}}, \forall i, p, t \quad (10)$$

Para conocer la existencia del pozo en un lugar ($Y_{i,p,t}^{\text{well}}$), se usará el flujo para los periodos anteriores a los que se están midiendo ($f_{i,p,t'}^{\text{well}}$), y éstos deben ser mayores o iguales que cero. Así como también los periodos posteriores al periodo de tiempo más el tiempo de operación.

$$\forall_t \left[\begin{array}{c} Y_{i,p,t}^{\text{well}} \\ f_{i,p,t'}^{\text{well}} \leq 0, \forall t' < t \\ f_{i,p,t'}^{\text{well}} \leq 0, \forall t' > t + t_{op} \\ CapCostWell_{i,p} = K_{Ft} VP_t [FC_{ip}^{\text{well}} + VC_{ip}^{\text{well}} \cdot (f_{i,p}^{\text{well-cap}})] \end{array} \right], \forall i, p$$

La disyunción previa es reformulada con un conjunto de ecuaciones algebraicas. Primero, cuando la variable Booleana ($Y_{i,p,t}^{\text{well}}$) toma valor verdadero, su variable correspondiente binaria ($y_{i,p,t}^{\text{well}}$) tomará el valor de uno. De otra manera, cuando la variable Booleana ($Y_{i,p,t}^{\text{well}}$) tome el valor de falso, la variable binaria ($y_{i,p,t}^{\text{well}}$) correspondiente tendrá valor de cero. Por lo tanto, el pozo únicamente podrá comenzar con la operación en un periodo de tiempo específico, como se muestra a continuación:



$$\sum_t y_{i,p,t}^{well} = 1, \quad \forall i, p \quad (11)$$

Después, el pozo comienza su operación en el periodo de tiempo t , el gas producido en periodos pasados debe ser cero:

$$f_{i,p,t'}^{well} \leq f_p^{max} \cdot (1 - y_{i,p,t}^{well}), \quad \forall i, p, t, \quad \forall t' < t \quad (12)$$

De la misma manera, se asigna a cada pozo un tiempo de operación (t_{op}), cuando un pozo comienza con la operación en un periodo de tiempo t , el pozo termina su operación en el periodo $t + t_{op}$, y el pozo está deshabilitado para producir gas:

$$f_{i,p,t'}^{well} \leq f_p^{max} \cdot (1 - y_{i,p,t}^{well}), \quad \forall i, p, t, \quad \forall t' > t + t_{op} \quad (13)$$

El costo de capital ($CapCostWell_{i,p}$) para el pozo debe ser ponderado con el factor de anualización (K_{Ft}), se toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo en el periodo en donde comienza a operar (VP_t) así como los costos fijos ($FC_{i,p}^{well}$) y los variables ($VC_{i,p}^{well}$), como se muestra:

$$CapCostWell_{i,p} \geq K_{Ft} VP_t \cdot [FC_{i,p}^{well} + VC_{i,p}^{well} \cdot (f_{i,p}^{well-cap})] - CapCostWell_{i,p}^{max} (1 - y_{i,p,t}^{well}), \quad \forall i, p, t \quad (14)$$

Es importante observar, que en la ecuación previa el último término es cero cuando la variable binaria es uno, por tanto los costos serán usados en ese periodo de tiempo. Por otro lado, para otro periodo de tiempo donde la variable binaria tome valor de cero, la ecuación anterior quedará desactivada debido al costo máximo del pozo ($CapCostWell_{i,p}^{max}$) que se establece.



3.2.10 Modelo disyuntivo para determinar las unidades de procesamiento/compresión

La capacidad máxima en la planta de procesamiento ($f_r^{\max-pc}$) es usada en el modelo para restringir la tasa de gas crudo a procesar, como se presenta en la siguiente expresión:

$$f_{r,t}^{in-pc} \leq f_r^{\max-pc}, \forall r, t \quad (15)$$

En consecuencia, la siguiente expresión restringirá el costo de capital de la planta de procesamiento usando la capacidad máxima en cada planta ($f_r^{in-pc-cap}$) en un periodo de tiempo determinado.

$$f_r^{in-pc-cap} \geq f_{r,t}^{in-pc}, \forall r, t \quad (16)$$

De manera parecida a la que se hizo en el método para determinar la existencia de pozos, la variable Booleana ($Y_{r,t}^{pc}$) indica la existencia de una unidad y el costo de capital ($CapCostPC_r$) se estima usando el valor del dinero en el tiempo (VP_t) y da un costo de capital a la planta de acuerdo a la producción de los pozos, con la siguiente expresión:

$$Y_{r,t}^{pc} \left[\begin{array}{l} f_{r,t'}^{in-pc} \leq 0, \forall t' \leq t \\ CapCostPC_r = K_{Ft} VP_t [FC_r^{PC} + VC_r^{PC} \cdot (f_r^{in-pc-cap})] \end{array} \right], \forall r$$

La disyunción anterior se reformula con las siguientes ecuaciones. Primero, la variable binaria correspondiente ($y_{r,t}^{PC}$) toma el valor de uno, esto significa que la variable Booleana ($Y_{r,t}^{PC}$) será verdadera. Además, cuando la variable Booleana ($Y_{r,t}^{PC}$) tome el



valor de falso, su variable binaria correspondiente ($y_{r,t}^{PC}$) tomará el valor de cero. Entonces, la planta procesadora entrará en operación en un determinado periodo:

$$\sum_t y_{r,t}^{PC} = 1, \quad \forall r \quad (17)$$

Cuando la planta procesadora entre en operación en un periodo de tiempo t , el gas producido en la planta deberá ser cero, y la ecuación que la representa es la siguiente;

$$f_{r,t'}^{in-pc} \leq f_{r,p}^{max-pc} \cdot (1 - y_{r,t}^{PC}), \quad \forall r, t, \quad \forall t' < t \quad (18)$$

El costo de capital anualizado ($CapCostPC_r$) para la planta de procesamiento debe considerar el factor de anualización (K_{Rt}), que es el valor que tomará el costo a través del tiempo cuando la planta entre en operación (VP_t) con su costo fijo (FC_r^{PC}) y los costos variables (VC_r^{PC}), como se presenta en la siguiente ecuación:

$$CapCostPC_r = K_{Rt} VP_t \times [FC_r^{PC} + VC_r^{PC} \cdot (f_r^{in-pc-cap})] - CapCostPC_r^{max} (1 - y_{r,t}^{PC}), \quad \forall r, t \quad (19)$$

El último término de la ecuación anterior cuando la variable binaria es uno determinará la construcción en ese periodo. Y para cuando la variable binaria sea cero, se desactivará con el elevado costo impuesto en el costo máximo de la planta ($CapCostPC_r^{max}$)

3.2.11 Modelo disyuntivo para las tuberías

La elección del tiempo de construcción y operación de la red de tuberías para la distribución de gas crudo y procesado en el modelo se divide en dos secciones, como se presenta a continuación:

3.2.11.1 Sistema de tuberías de “well-pad” a unidades de procesamiento/compresión



La cantidad total de gas crudo en cada pozo ($f_{i,p,r,t}$) está restringida por la máxima capacidad en las plantas ($f_{i,p,r}^{\max-pc}$):

$$f_{i,p,r,t} \leq f_{i,p,r}^{\max-pc}, \forall i, p, r, t \quad (20)$$

La siguiente expresión limita el costo de capital de la red de distribución usando la máxima capacidad en cada planta en cualquier tiempo ($f_{i,p,r}^{pc-pipe-cap}$):

$$f_{i,p,r}^{pc-pipe-cap} \geq f_{i,p,r,t}, \forall i, p, r, t \quad (21)$$

La variable Booleana ($Y_{i,p,t}^{pipe-well-pc}$) se usa para determinar el periodo de tiempo en que se construirá la red, por consiguiente el costo de capital ($CapCostPipeWellPC_{i,p,r}$) correspondiente tendrá que tomar el valor adecuado en el tiempo (VP_t). Además, la configuración de la red no podrá transportar gas crudo antes que dicha red empiece a operar o después de que cierre operaciones (t_{op}). Esto se modela a través de la siguiente disyunción:

$$\forall_t \left[\begin{array}{c} Y_{i,p,t}^{pipe-well-pc} \\ f_{i,p,r,t'} \leq 0, \forall t' \leq t \\ CapCostPipeWellPC_{i,p,r} = K_{Ft} VP_t [FCPipeWellPC_{i,p,r} + VCPipeWellPC_{i,p,r} \cdot (f_{i,p}^{pc-pipe-cap})] \end{array} \right], \forall i, p, r$$

La disyunción previa se reformula de la misma manera que las explicadas anteriormente, se le asignan un conjunto de ecuaciones algebraicas de la siguiente manera. Primeramente, cuando la variable Booleana ($Y_{i,p,t}^{pipe-well-pc}$) toma el valor de verdadero su variable binaria ($y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc}$) correspondiente tomará el valor de uno. De otra manera, si la variable Booleana ($Y_{i,p,t}^{pipe-well-pc}$) tomara en valor de falso, su variable binaria ($y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc}$) correspondiente tomará el valor de cero. En consecuencia la tubería sólo



podrá comenzar operaciones en un determinado tiempo, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\sum_t y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc} = 1, \quad \forall i, p, r \quad (22)$$

Entonces, cuando la tubería arranque operaciones en el periodo t , el gas crudo será transportado a la planta de procesamiento y en los demás periodos este deberá tomar cero como valor:

$$f_{i,p,r,t'} \leq f_{i,p,r}^{\max-pc} \cdot (1 - y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc}), \quad \forall i, p, r, t, \forall t' < t \quad (23)$$

Por último, el costo anualizado de la tubería ($CapCostPipeWellPC_{i,p,r}$) debe tomar en cuenta al factor de anualización (K_{Ft}), el valor que los costos cuando comience a operar (VP_t), los costos fijos ($FCPipeWellPC_{i,p,r}$) y los de operación ($VCPipeWellPC_{i,p,r}$) de la tubería a través del tiempo.

$$CapCostPipeWellPC_{i,p,r} = K_{Ft} VP_t [FCPipeWellPC_{i,p,r} + VCPipeWellPC_{i,p,r} \cdot (f_{i,p}^{pc-pipe-cap})] - CapCostPipeWellPC_{i,p,r}^{\max} (1 - y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc}), \quad \forall i, p, r, t \quad (24)$$

La ecuación anterior establece que el valor de la variable binaria ($y_{i,p,r,t}^{pipe-well-pc}$) cuando es uno, usará el costo de ese tiempo. Después, si la variable binaria es cero, el límite de costo de tubería ($CapCostPipeWellPC_{i,p,r}^{\max}$) se activará y en consecuencia desactivará la expresión.

3.2.11.2 Sistema de tuberías de las refinerías al punto de venta de mercado

Para determinar la existencia de la red de distribución de la planta a mercado, se lleva a cabo una metodología análoga a las anteriores. La capacidad máxima de distribución ($f_{r,m}^{\max-dis-mk}$) se usa para restringir el gas procesado al mercado:



$$f_{r,m,t}^{dis-mk} \leq f_{r,m}^{\max-dis-mk}, \forall r, m, t \quad (25)$$

Al igual que para el gas crudo, se necesita restringir el costo capital de la red al mercado usando la demanda máxima en el punto de venta ($f_{r,m,t}^{dis-mk}$) a cualquier periodo de tiempo.

$$f_{r,m}^{dis-mk-pipe-cap} \geq f_{r,m,t}^{dis-mk}, \forall r, m, t \quad (26)$$

En la siguiente disyunción, la variable Booleana ($Y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}$) denota la existencia de una red de transporte al mercado en un año en particular y el costo de capital asignado ($CapCostPipeDisMk_{r,m}$) se estima usando el valor del dinero en el tiempo (VP_t) y da un costo de capital a la red de tuberías de acuerdo la producción de la planta, como se muestra a continuación:

$$\forall_t \left[\begin{array}{c} Y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk} \\ f_{r,m,t'}^{dis-mk} \leq 0, \forall t' \leq t \\ CapCostPipeDisMk_{r,m} = K_{Pt} VP_t [FCPipeDisMk_{r,m} + VCPipeDisMk_{r,m} \cdot (f_{r,m}^{dis-mk-pipe-cap})] \end{array} \right], \forall r, m$$

La disyunción previa se reformula con la ecuaciones que se presentan a continuación. Si la variable binaria ($y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}$) toma un valor de 1, esto significa que la variable Booleana ($Y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}$) tomará el valor verdadero. Por otro lado, cuando la variable Booleana ($Y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}$) tome valor de falso, su variable binaria ($y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}$) correspondiente tendrá el valor de cero. Como se presenta a continuación:

$$\sum_t y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk} = 1, \forall r, m, t \quad (27)$$

Análogamente, cuando la línea de distribución entre en operación en el periodo t , el gas procesado será cero en otros periodos de tiempo:



$$f_{r,m,t}^{dis-mk} \leq f_{r,m}^{\max-dis-mk} \cdot (1 - y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}), \forall r, m, t, \forall t' < t \quad (28)$$

El costo de capital anualizado ($CapCostPipeDisMk_{r,m}$) considera el factor de anualización (K_{Ft}), el valor del dinero en el tiempo para cuando las líneas entren en operación (VP_t) y los costos fijos ($FCPipeDisMk_{r,m}$) y los variables ($VCPipeDisMk_{r,m}$) sean instalados:

$$CapCostPipeDisMk_{r,m} = K_{Ft} VP_t [FCPipeDisMk_{r,m} + VCPipeDisMk_{r,m} \cdot (f_{r,m}^{dis-mk-pipe-cap})^{y_{pipe}}] - CapCostPipeDisMk_{r,m}^{\max} (1 - y_{r,m,t}^{pipe-pc-mk}), \forall r, m, t \quad (29)$$

De la misma manera, el último termino se usa para activar la expresión o desactivarla en caso de que la variable binaria sea cero usando el costo elevado de tuberías ($CapCostPipeDisMk_{r,m}^{\max}$).

3.2.12 Costo capital total a valor presente

Los costos de capitales para los pozos ($CapCostWell_{i,p}$), las redes de distribución ($CapCostPipeWellCP_{i,p,r}$ y $CapCostPipeDisMk_{r,m}$) y la plantas de procesamiento son considerados en el cálculo de costo de capital total ($TotCAPC$):

$$TotCAPC = \sum_i \sum_p CapCostWell_{i,p} + \sum_r CapCostCP_r + \sum_i \sum_p \sum_r CapCostPipeWellCP_{i,p,r} + \sum_r \sum_m CapCostPipeDisMk_{r,m} \quad (30)$$

Los costos variables unitarios ($VC_{i,p}^{well}$, VC_r^{pc} , $VC_{i,r,p}^{pump-well-pc}$, $VC_{r,m}^{pump-pc-mk}$) se multiplican por los costos de la producción de los pozos ($f_{i,p,t}^{well}$), el tamaño de la unidad



de procesamiento ($f_{r,t}^{in-pc}$) y la capacidad de las red en las dos secciones ($f_{i,p,r,t}^{pc}$, $f_{r,m,t}^{dis-mk}$) por el término (K_{0_t}), factor que calcula los costos a valor presente.

$$\begin{aligned}
 TotOpCost = & \sum_i \sum_p \sum_t K_{0_t} \cdot VC_{i,p}^{well} \cdot f_{i,p,t}^{well} + \sum_r \sum_t K_{0_t} \cdot VC_r^{pc} \cdot f_{r,t}^{in-pc} \\
 & + \sum_i \sum_p \sum_r \sum_t K_{0_t} \cdot VC_{i,r,p}^{pump-well-pc} \cdot f_{i,p,r,t}^{pc} \\
 & + \sum_r \sum_m \sum_t K_{0_t} \cdot VC_{r,m}^{pump-pc-mk} \cdot f_{r,m,t}^{dis-mk}
 \end{aligned} \tag{31}$$

3.2.13 Ventas totales al valor presente

Para las ventas totales (*Sales*) se considera el factor que corrige el valor del dinero en el tiempo (K_{0_t}), el costo unitario de gas natural (VC^{gas} , \$USD/Mdpc), así como también la totalidad del gas natural distribuido a los mercados m en un periodo de tiempo t .

$$Sales = \sum_m \sum_t K_{0_t} \cdot VC^{gas} \cdot f_{m,t}^{mk} \tag{32}$$

3.2.14 Función Objetivo (Valor presente neto)

La función objetivo consiste en maximizar el valor presente neto de la ganancia ($NPVprofit$) tomando en cuenta las ventas totales (*Sales*), los costos capitales ($TotCAPC$) y los costos de operación ($TotOpCost$) en un horizonte de tiempo:

$$NPVprofit = Sales - TotCAPC - TotOpCost \tag{33}$$

Finalmente, la formación del modelo propuesto consiste en las Ecuaciones (1)-(32) y la maximización del valor presente neto en la ecuación (33). Teniendo como resultado un modelo mixto-entero lineal.



CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO

En este proyecto se hizo un análisis de las reservas de gas de esquisto con la finalidad de determinar la reserva potencial para aplicar el modelo propuesto. El análisis preliminar se ha llevado a cabo, resultando la Reserva de Burgos el mejor prospecto debido a que presenta cantidades considerables de gas a profundidades parecidas a las de reservas de Texas y Louisiana. Como se muestra en la Figura 14, con la información extraída del documento emitido por la Administración de Información de Energía (EIA) llamado, “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States” (2011).

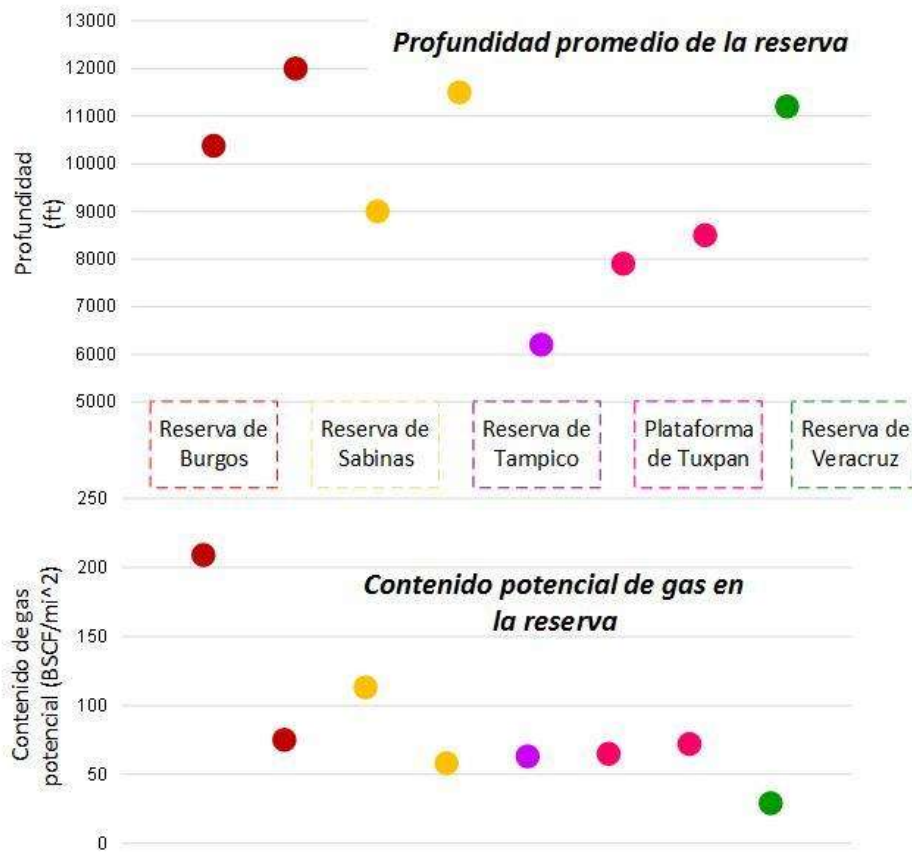


Figura 14. Análisis preliminar de reservas de esquisto en México.

Dicha reserva, tiene un área de 24,200 mi² con una concentración aproximada de 210 Bcfmi² de gas. Ubicada en los estados de Coahuila y Nuevo León y la ubicación precisa se muestra en la Figura 15. La Reserva de Burgos cuenta con 16 pozos potenciales para la extracción de gas *shale* y se plantea la instalación de dos plantas procesadoras.

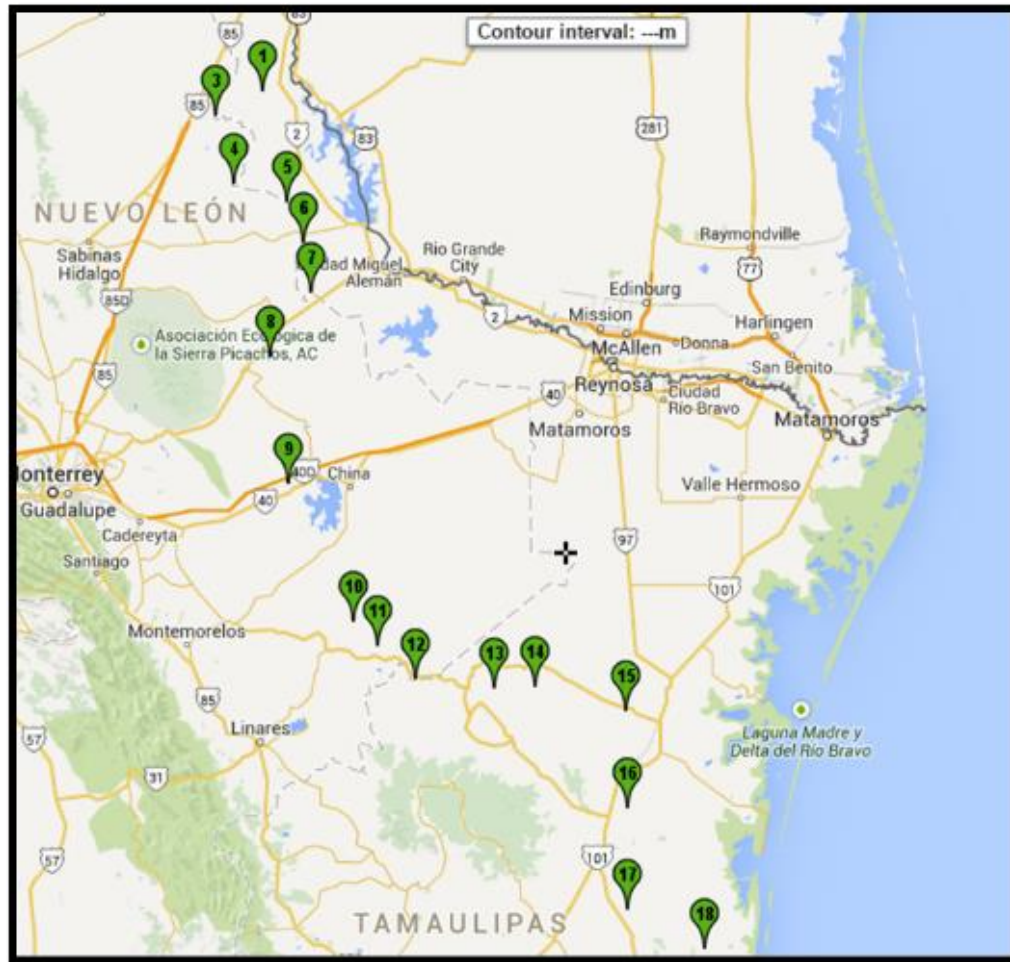


Figura 15. Localización de la Reserva de Burgos y los 16 pozos potenciales.

De acuerdo con la información obtenida de los 16 pozos presentados anteriormente en la bibliografía, para hacer los cálculos de los costos de proceso de cada uno de ellos se debe analizar a detalle sus características principales que se muestran en la Figura 16, en donde podemos observar las diferencias estratigráficas que estos tienen.

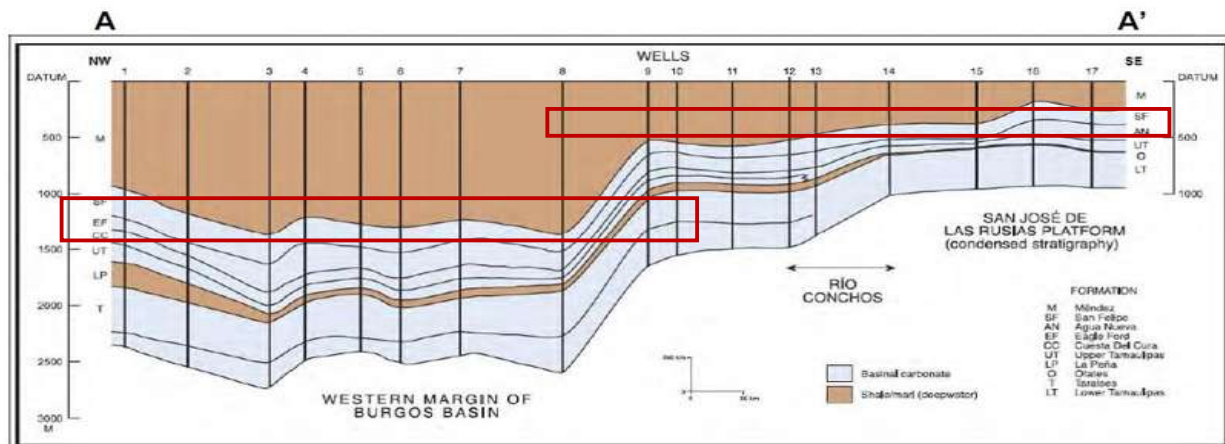


Figura 16. Estratigrafía condensada de la Plataforma de Burgos.



CAPÍTULO 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN RESULTADOS

En el caso de estudio mencionado anteriormente, se consideraron dos periodos de tiempo, en horizontes de tiempo de cinco y diez años. Para la producción de gas natural se supone que se abastecerá la demanda total del gas natural en México de los diferentes sectores de servicio para el periodo 2015-2019 en el primer escenario y para el periodo 2019-2024 en el segundo escenario. Las demandas totales del país fueron extraídas de la publicación “Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027” presentada por la Secretaría de Energía (SENER, 2013), la cual nos da las predicciones de los datos de las demandas en los cinco mercados que se divide el país.

Se resolvieron dos problemas con la finalidad de probar la funcionalidad del modelo de optimización propuesto anteriormente. La longitud de ambos problemas es la siguiente: (a) Para el caso en donde se planifica para cinco años, consta de 760 variables continuas, 300 variables binarias e implica 1891 restricciones. (b) En el caso de la planificación por diez años, se tiene un total de 1,395 variables continuas, 600 variables binarias y 6,816 restricciones.

Ambos escenarios fueron implementados en el software GAMS usando los resolvers DICOPT, CPLEX y CONOPT en conjunto para los problemas correspondientes. El tiempo de cómputo consumido para el caso (a) fue de 48 s. y para el caso (b) fue de 7,600 s., en una computadora con un procesador Intel i7 con 3.0 GHZ y 8GB de memoria RAM.

En la Tabla 2 se presenta la ganancia total al valor presente (NPVPROFIT) para los dos escenarios de planificación, así como los costos capitales y de operación y la producción total de gas crudo.



Tabla 2. Resultados obtenidos para los horizontes de tiempo planteados.

	5 Años de Planificación	10 Años de Planificación
COSTO CAPITAL (\$MMD)	335.5	360.0
COSTO OPERACIÓN (\$MMD)	1059.9	2513.9
VENTAS (\$MMD)	514290.0	1088800.0
NPVPROFIT (\$MMD)	512890.0	1085900.0
PRODUCCIÓN TOTAL (Mpc)	288.8	611.4
NÚMERO DE POZOS	6	10
NÚMERO DE PLANTAS DE PROCESAMIENTO	2	2
RED DE TUBERÍA (POZO-PLANTA)	7	20
RED DE TUBERÍAS (PLANTA- MERCADO)	10	10

Una observación importante es la del ahorro en los costos de capital, es decir, que a pesar que la red de producción se expande a futuro, la planificación permite disminuir gastos, debido a que se prevé la instalación de los elementos necesarios para la producción durante el periodo de tiempo.



5.1 Planificación para cinco años de producción

La solución óptima se muestra en la Figura 17. Esta planificación comprende a la perforación de seis pozos (i1, i2, i4, i9, i10, i16), la existencia de cada pozo está representada con un color diferente y cada color representa el año de construcción del pozo (t1, t2, t3, t4, t5,) que determina el año en que el pozo comienza con la operación y en caso de que no exista el pozo se encuentra color gris en el diagrama. Además se propone la construcción de las dos plantas procesadoras (r1, r2) en el primer año de producción (t1). Otro elemento de análisis presentado en esta figura, es la existencia de las líneas de distribución, que se encuentran disponibles en el diagrama con un color representativo dependiendo de su año de producción.

La distribución del gas crudo a las plantas de procesamiento como se puede observar se da de la siguiente manera: los pozos uno y dieciséis (i1, i16) requerirán dos líneas de procesamiento para el primer año (t1) a la planta de procesamiento correspondiente (r1, r2), en el segundo año (t2) se construirán las líneas de distribución del pozo diez (i10) hacia las plantas de procesamiento (r1,r2), en el tercer y cuarto año de procesamiento (t3, t4) se implementará la distribución de los pozos dos y nueve (i2, i9) a ambas plantas (r1, r2) correspondientemente y finalmente para la distribución del pozo cuatro (i4) se activará una línea de distribución a la planta de procesamiento 1 (r1) en el quinto año (t5).

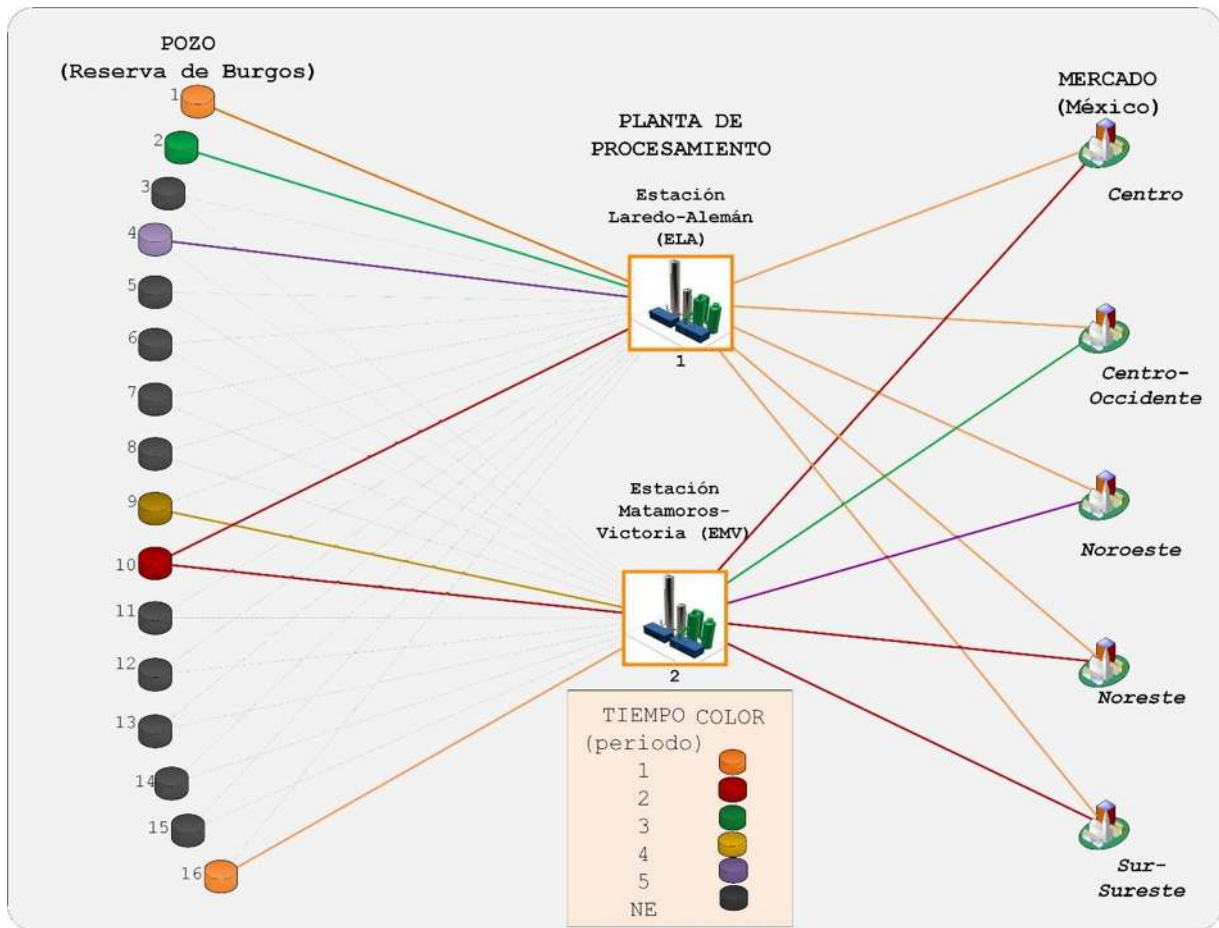


Figura 17. Solución óptima para cinco años de producción de gas natural.

Es importante mencionar que el total procesado en cada planta, dado en la Tabla 3, se observa una mayor actividad en la planta procesadora 1 (r1), con una producción del 75% del total suministrado al mercado de venta.



Tabla 3. Producción anual de cada planta de la red de planificación.

Año	Producción Planta	Producción Planta
	1 (Mpc)	2 (Mpc)
1	36.2	17.6
2	36.6	19
3	37.6	20.8
4	53.2	7
5	53	7.8

Una aportación relevante hecha por el modelo propuesto es presentada en la Tabla 4, la cual muestra la información condensada de la red de distribución de la configuración, un ejemplo de ello, es cuando se analiza la construcción del pozo diez (i10) que es llevada a cabo en el segundo año (t2), sin embargo, el transporte hacia la planta de procesamiento 1 (r1) comienza en el tercer año (t3). Esto se debe a que los costos que representan la construcción de cada elemento toman diferente valor en el tiempo.

Tabla 4. Año de construcción de línea de distribución del pozo a planta de procesamiento en cinco años de producción.

Pozo	Planta de procesamiento 1 (Año)	Planta de Procesamiento 2 (Año)
Pozo 1-YR 1	1	NE
Pozo 2-YR 3	3	NE
Pozo 4-YR 5	5	NE
Pozo 9-YR 4	NE	NE
Pozo 10-YR 2	3)	1
Pozo 16-YR 1	NE	1



Entre las plantas de procesamiento y los mercados de venta, se presenta un arreglo en la configuración de las líneas de distribución. En la Figura 18, el diagrama muestra que la planta de procesamiento 1 (r1) suministra a los cinco mercados de venta (m1, m2, m3, m4, m5) en el primer año de operación (t1), en contraste, observamos que la producción de la planta de procesamiento 2 (r2) se distribuirá a la zona Centro (m1), Noreste (m4) y Sur-Sureste (m5), mientras que en el segundo año (t2) y en el tercer año (t3) se suministrará al Centro-Occidente (m2) y por último se distribuye al Noroeste (m3) en el quinto año (t5). De esta manera también se presenta la Tabla 5, la cual nos sirve para explicar la variación en el tiempo de construcción para las líneas de distribución, la planta de procesamiento 2 (r2) suministrará los mercados del centro-Occidente, Noroeste y Noreste (m2, m3 m4) en el primer año de operación, con excepción del mercado Centro (m1), el cual es suministrado el quinto año y el mercado Sur-Sureste (m5) que envía gas procesado en el tercer año (t3).

Tabla 5. Año de construcción de la línea de distribución de pozo a planta de procesamiento.

	Centro	Centro-Occidente	Noroeste	Noreste	Sur-Sureste
Planta 1-Yr 1	1	1	NE	4	1
Planta 2-Yr 1	5	1	1	1	3

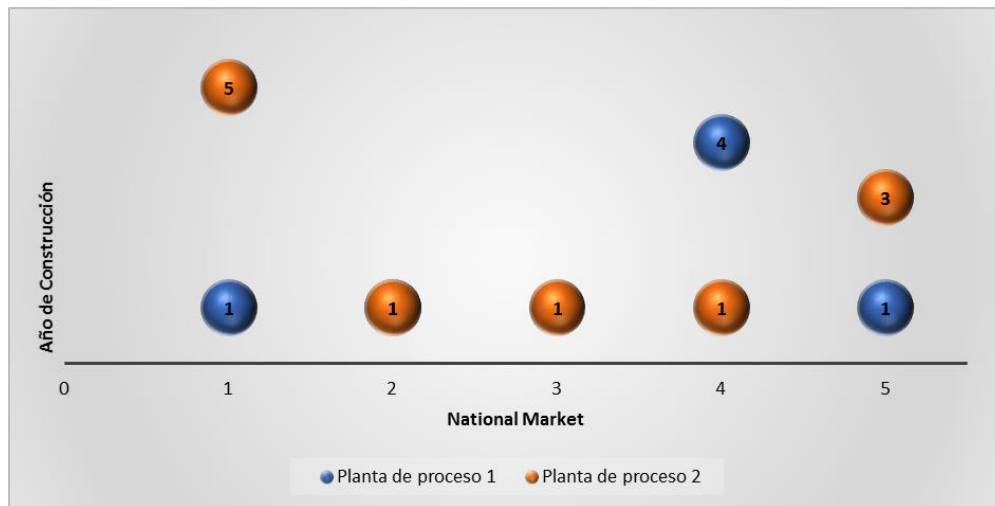


Figura 18. Año de construcción de las líneas de distribución para cinco años de producción.

El grafico de la Figura 19 muestra que la producción por año está entre y 54 y 61 Mdpc por año, así como la contribución en la producción por pozo para satisfacer la demanda anual, dicho gráfico se puede explicar de la siguiente manera, para el quinto año (t5) de la operación sólo es necesario perforar un pozo por año para satisfacer la demanda nacional, y únicamente en el quinto año se producirá gas en el pozo uno y dieciséis (i1, i16).

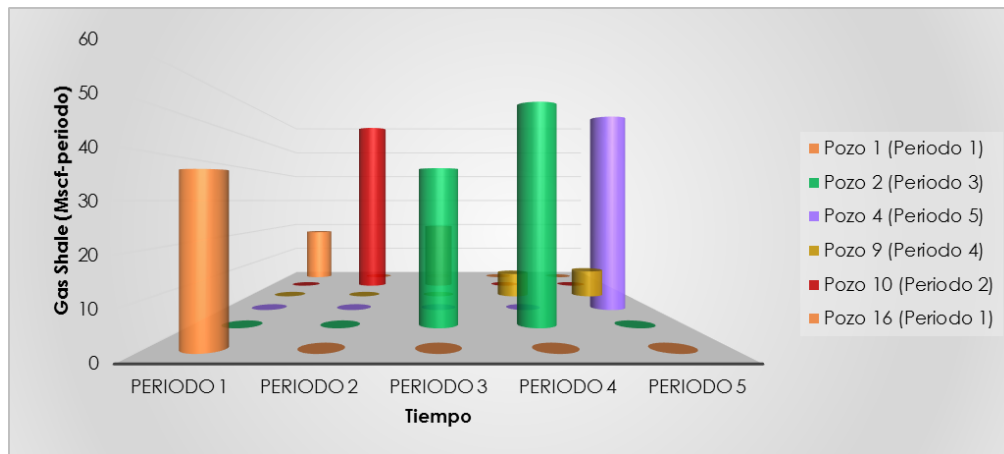


Figura 19. Producción anual de gas crudo en la región de Burgos.

Adicionalmente, la Figura 20 prueba que las ventas al en cada punto de venta se satisfacen, con un total de 1444.4 Mdpc en cinco años.

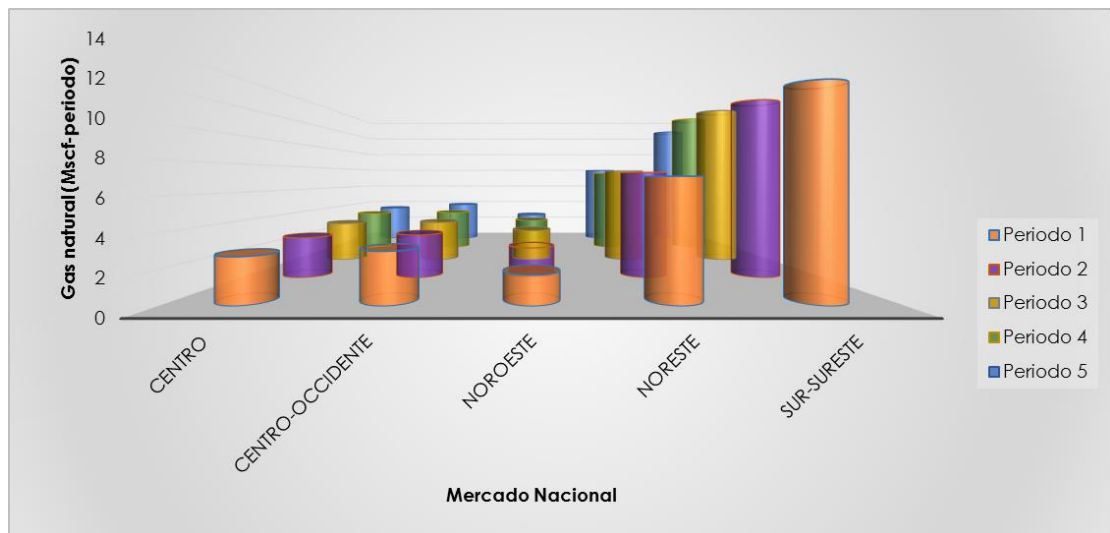


Figura 20. Ventas al mercado en 5 años.



5.2 Planificación para diez años de producción

El resultado de la configuración de la cadena de suministro para la producción de gas *shale* por diez años se encuentra representada en la Figura 21, en donde para dicha configuración se requiere la explotación de diez pozos (i2, i3, i4, i5, i6, i7, i9, i11, i14, i15), como se explicó en el caso anterior, la existencia de un pozo esta coloreada en la figura y los pozos que se perforaran en el periodo estudiado se encuentran representados por color gris. Para describir el año de construcción se unas un color diferente para cada periodo (t1, t2, t3, t4, t5, t6, t7, t8, t9, t10).

Adicionalmente, las líneas que hay entre pozos y plantas de procesamiento son las líneas de distribución de gas crudo, de manera similar las líneas que van de las plantas de procesamiento a los mercados de venta representan la red de distribución de gas procesado. Por otro lado, se plantea la instalación de ambas plantas procesadoras con la diferencia de se propone la instalación de la planta procesadora 1 (r1) en el año cuatro (t4) y para la planta procesadora 2 (r2) en el año uno (t1).

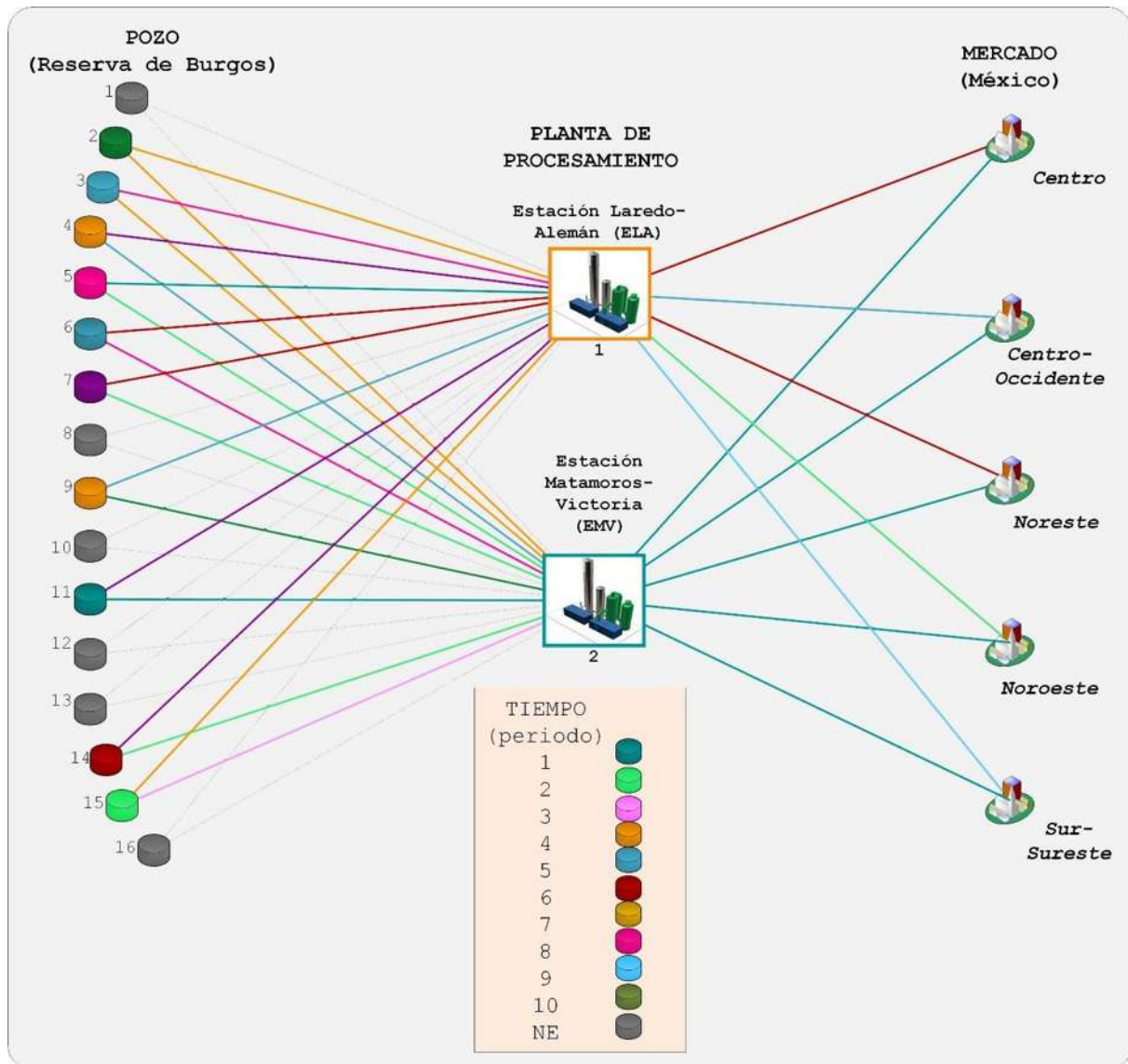


Figura 21. Solución óptima para diez años de producción de gas natural.

También, en la Tabla 6 se aprecia que del total del gas procesado un 70% es producido en la planta de procesamiento 2 (r2), en comparación con la planificación para cinco años que proponía el mayor procesamiento en la planta1 (r1).



Tabla 6. Producción anual de cada planta de la red de planificación.

Año	Producción Planta	Producción Planta
	de Procesamiento	de Procesamiento
	1 (Mpc)	2 (Mpc)
1	0	53.8
2	0	55.6
3	0	58.4
4	0	60.2
5	23.6	37.2
6	37.2	23.8
7	3.8	58.8
8	37.4	26.8
9	38	28.4
10	38	30.4

En el análisis de la solución de este problema en la producción por pozo (Tabla 6), notamos que la configuración resultante se torna compleja y existe una mayor combinación de opciones de instalación, por ejemplo; el pozo numero dos (i2) comienza su operación en el año diez (t10) y el 58% de su producción será enviada a la planta de procesamiento 1 (r1) y el resto de la producción es enviada a la planta de procesamiento 2 (r2), ambas corrientes de gas serán procesadas en el año diez (t10) en la correspondiente planta. Sin embargo, la construcción de dichas líneas se llevara a cabo en el año cuatro (t4), debido a los costos capitales asociados a la construcción, como se muestra en la Tabla 7 para cada línea de distribución en específico.



Tabla 7. Año de construcción de línea de distribución del pozo a planta de procesamiento en cinco años de producción.

Pozo	Planta de Procesamiento 1 (yr)	Planta de Procesamiento (yr)
Pozo 2-YR 10	4	4
Pozo 3-YR 5	8	4
Pozo 4-YR 4	7	3
Pozo 5-YR 8	1	2
Pozo 6-YR 5	6	8
Pozo 7-YR 7	6	2
Pozo 9-YR 4	5	10
Pozo 11-YR 1	7	1
Pozo 14-YR 6	7	2
Pozo 15-YR 2	4	3

Por otro lado, para representar la configuración de las líneas de distribución y bombeo de la planta de proceso hacia el mercado se presentan la Tabla 8 y la Figura 22, que describen lo siguiente: la planta de procesamiento 1 (r1) comienza a suministrar gas procesado a la zona Centro (m1) y al Noroeste (m3) en el año seis (t6), en la zona Centro-Occidente (m2) en el primer año (t1), al Noreste (m4) en el segundo año (t2), y finalmente a la zona Sur-Sureste (m5) en el quinto año (t5). A diferencia de la planta procesadora 2 (r2) que comienza la distribución del gas producido a las cinco zonas (m1, m2, m3, m4, m5) en el primer año (t1) de operación,



Tabla 8. Año de construcción de la línea de distribución de pozo a planta de procesamiento.

	Centro	Centro-Occidente	Noroeste	Noreste	Sur-Sureste
Planta 1-Yr 4	6		5	6	2
Planta 2-Yr 1	1		1	1	1

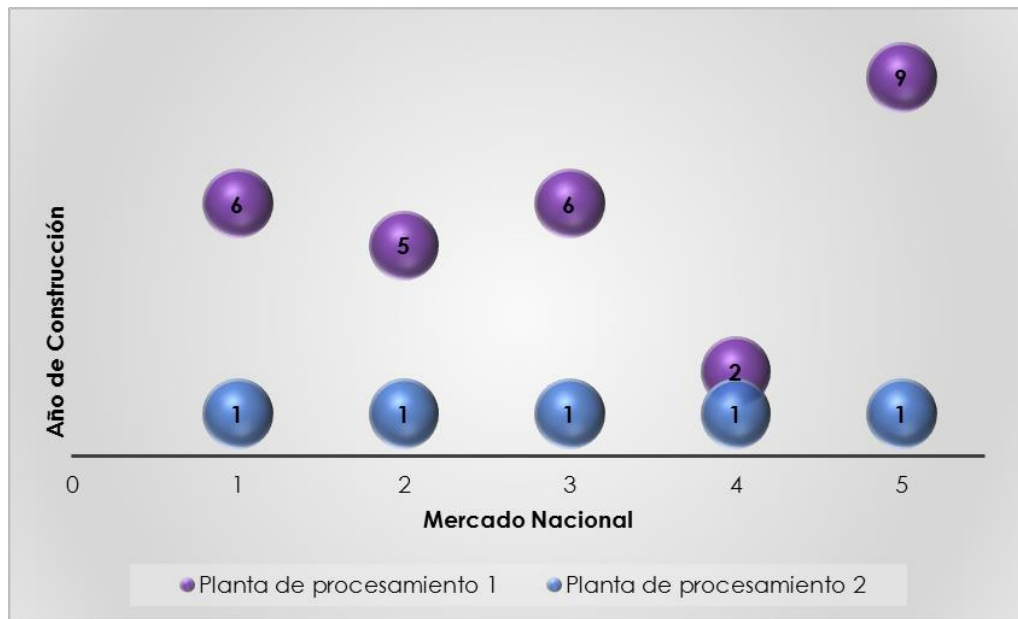


Figura 22. Año de construcción de las líneas de distribución para cinco años de producción.

Para analizar la producción por pozo en cada año, se presenta la Figura 23, la cual nos dice que la producción anual en cada pozo esta por el orden de 54 a 69 Mdpc a través de los diez años, es decir, dicha tasa de extracción es muy parecida al caso previo con diferencias importantes en la planeación, por ejemplo; en los años quinto, sexto y séptimo (t5, t6, t7) diferentes pozos producen el gas demandado (i3-i9, i3-i6, i7-i14) correspondientemente.

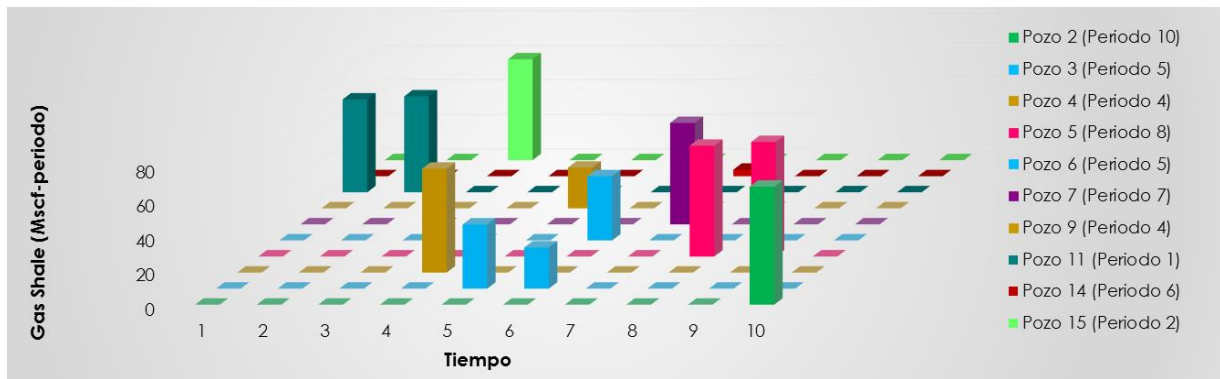


Figura 23. Producción de gas en 5 años en la plataforma de Burgos.

Por último, la Figura 24 comprueba que la demanda en cada mercado se ha cubierto con la configuración propuesta de acuerdo a la Secretaria de Energía (SENER, 2013), con un total de 305.7 Mdpc de gas natural comercializado en el periodo de tiempo estudiado, generando una cantidad total de 1, 088,800 \$MMD.

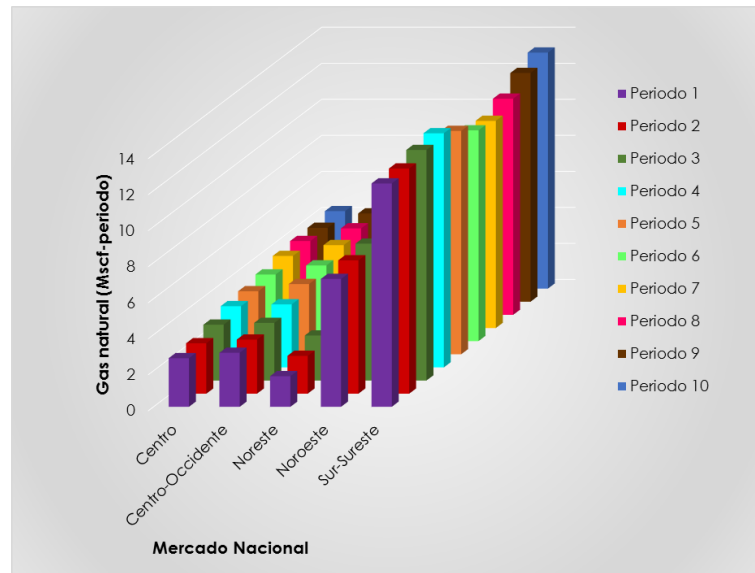


Figura 24. Ventas al Mercado en diez años



5.3 Planificación para veintiuno años de producción

En este escenario se plantea la producción de gas *shale* para un horizonte de 21 años, una vez analizados en conjunto los escenarios para los periodos presentados anteriormente para conocer el funcionamiento del modelado a una pequeña escala, se tomó un rango amplio debido a que en promedio los pozos presentan un tiempo de agotamiento de siete años y la finalidad es conocer el comportamiento económico de la cadena de suministro apegándonos a condiciones que se pudieran presentar en la ingeniería de procesos de la industria en cuestión. Por lo tanto, conocer cómo podrían distribuirse las construcciones de los pozos en tres veces el periodo de vida de un pozo podría dar un resultado interesante del comportamiento económico de las reservas. Para este análisis se han incluido dos mercados posibles (de exportación) pensando en que el país pudiera vender gas natural en la frontera con Estados Unidos (m6) y en el Golfo de México hacia Europa (m7) con estos cambios en la demanda así como un modelo y, disyuntivo que nos permita conocer el perfil de producción en cada pozo (Apéndice B).

Dicho escenario tomó cuenta con 8,764 variables continuas y 4,032 variables binarias con 170,946 restricciones. Cuyo modelo de igual manera fue resuelto en el software GAMS, donde los revolvedores usados fueron CPLEX y GUROBI correspondientemente para el modelo mixto entero lineal. El tiempo de cómputo fue de 1000.28 segundos en un procesador Intel i7 con 3.0Gz y 8 GB de RAM. La solución se presenta de manera detallada a continuación.

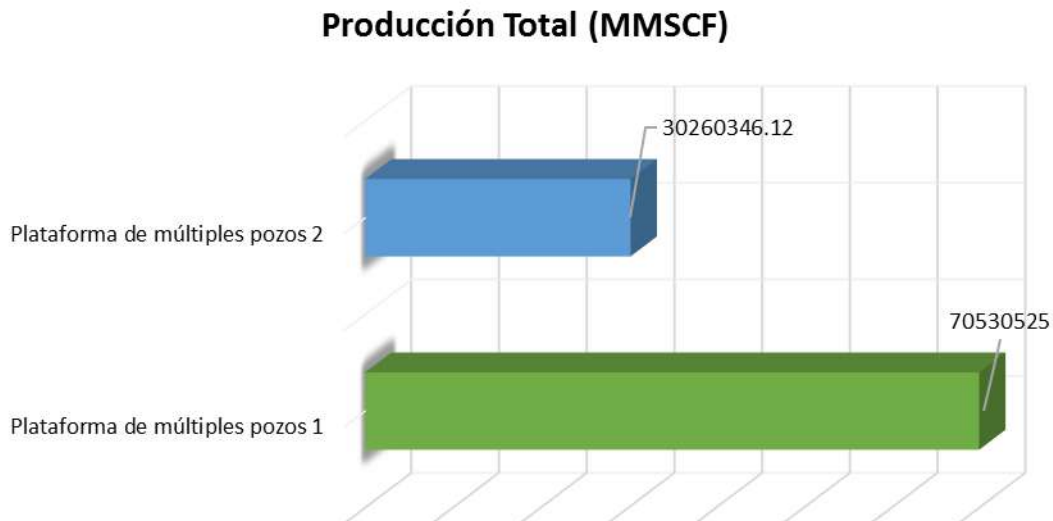


Figura 25. Producción total en la reserva de Burgos en el horizonte de tiempo.

Los resultados muestran una producción total de 100.79 TSCF (Trillones de pies cúbicos estándar) de gas crudo, proveniente de las dos formaciones de esquisto en los 21 años de producción, Como se puede observar en la Figura 25, la mayor parte del gas crudo es producido del conjunto de pozos número uno (MWP1), dicha red de pozos se encuentra localizada en una de las reservas más ricas en gas en México. El 70% (70.530 TSCF) de producción proveniente de esta reserva puede satisfacer la demanda propuesta por 21 años a través de 10 pozos potenciales. Es importante hacer notar que la reserva cuenta con un total de 457 TSCF de gas, la solución propuesta representa el 17% del total que podría ser recuperado. Por otro lado, tenemos que el conjunto de pozos número dos (MWP2) producirá el porcentaje restante de gas crudo aportando 20.260 TSCF (30% de la producción total). En el MWP2 la recuperación técnica de gas es de un total de gas de 82 TSCF y en la solución de la planificación se prevé una extracción del 27.7% del contenido total de la formación.

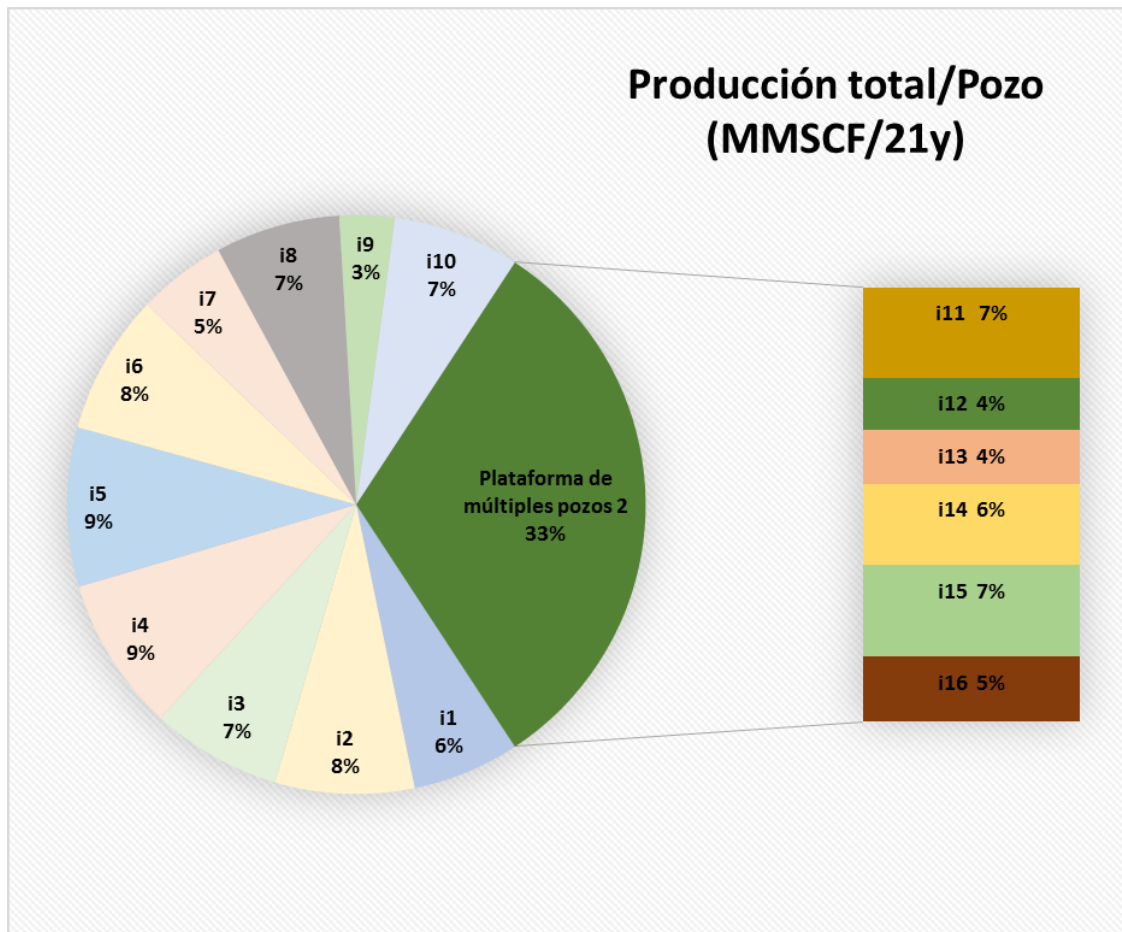


Figura 26. Participación total de cada pozo en la solución.

En la Figura 26 se presenta la participación de todos los pozos en la producción. Primeramente, es importante hacer mención que los pozos pertenecientes al MWP1: el número cuatro (i4) y el número cinco (i5), contribuyen con los porcentajes más altos a la suma total con un porcentaje que va desde 9.1 a 9.6% de la producción total en cada uno de ellos, lo que significa que el promedio de extracción total de estos es de 9,308,504.4 MMSCF. Entonces los pozos restantes tendrán una producción que varía en un rango de entre 1,847,678 a 8,735,400 MMSCF a través de los 21 años de producción. Más adelante se explicará a detalle el comportamiento de la producción diaria en cada pozo.

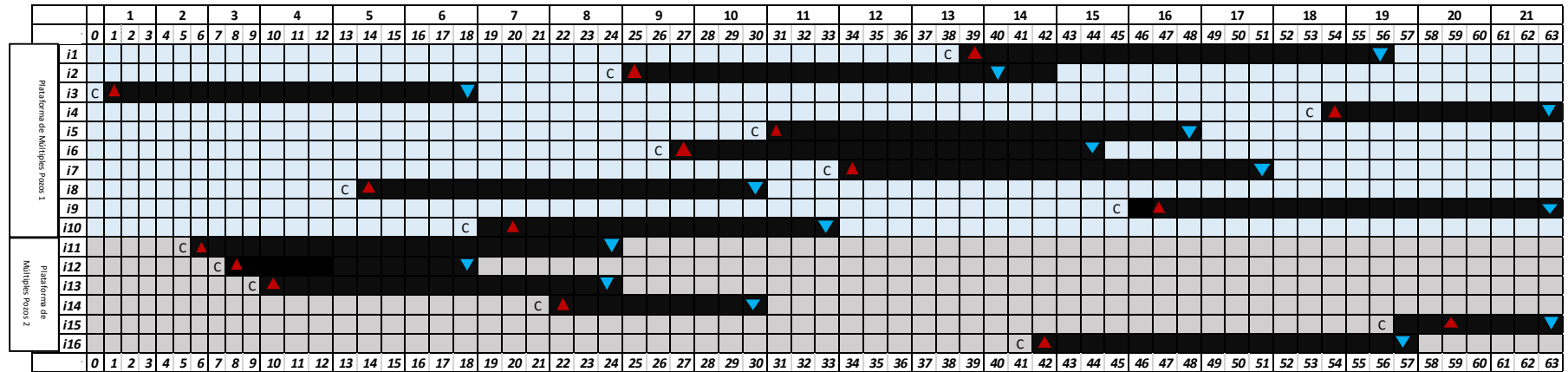


Figura 27. Proyección de la ubicación de pozos a través del horizonte de tiempo.

En el modelo formulado, la variable binaria se usa para ubicar el pozo en el periodo de tiempo óptimo en la Figura 27 se muestra el año de construcción de cada pozo, en las filas correspondientes a cada yacimiento se ilustra el comportamiento a través del periodo de extracción. El periodo de construcción es representado con la letra ‘C’ que en la mayoría de las proyecciones se localiza antes del primer cuatrimestre de operación. Además, otro punto importante en el diagrama es que solo un pozo comienza operaciones en el primer periodo, en contraste con las otras instalaciones que comienzan operaciones hasta el sexto cuatrimestre. Con respecto a la cantidad de gas producida por día en cada pozo el rectángulo rojo señala el incremento en la producción y el rectángulo azul identifica la disminución significativa de la misma.

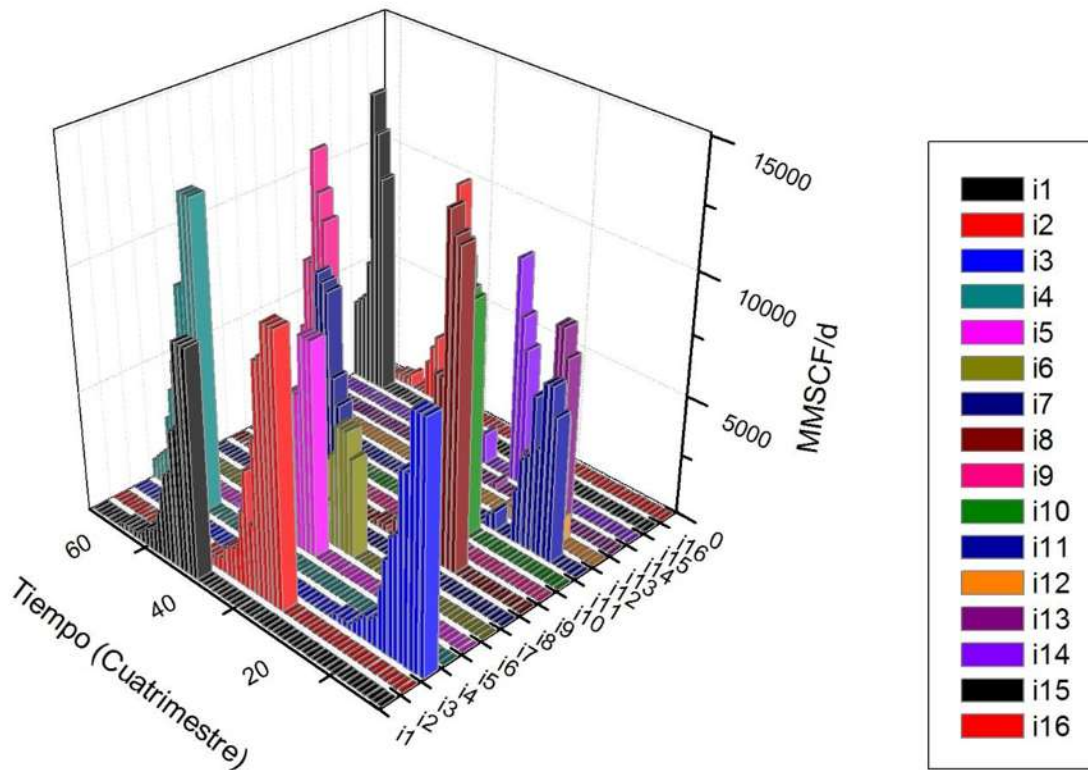


Figura 28. Perfiles de producción de cada pozo en el horizonte de tiempo. (MMSCF/día).

Por lo tanto en la Figura 28, se presentan los perfiles de producción individuales en el horizonte de tiempo con la finalidad de indicar el desempeño del pozo de manera individual en cada cuatrimestre. Es importante mencionar que la Figura 26 se relaciona estrechamente con el esquema de la Figura 25 mostrado anteriormente, en donde de esta manera se hace notorio que el pozo número 8 presenta la mayor producción (14,020 MMSCF/d) en el tercer cuatrimestre de producción. De manera adicional se hace notar que el pozo número 12 tiene un periodo más reducido de operación cuyos valores tienen un máximo de 5,060-1,847,678 MMSCF/día. Situación que refleja la complejidad de la solución al problema planteado.

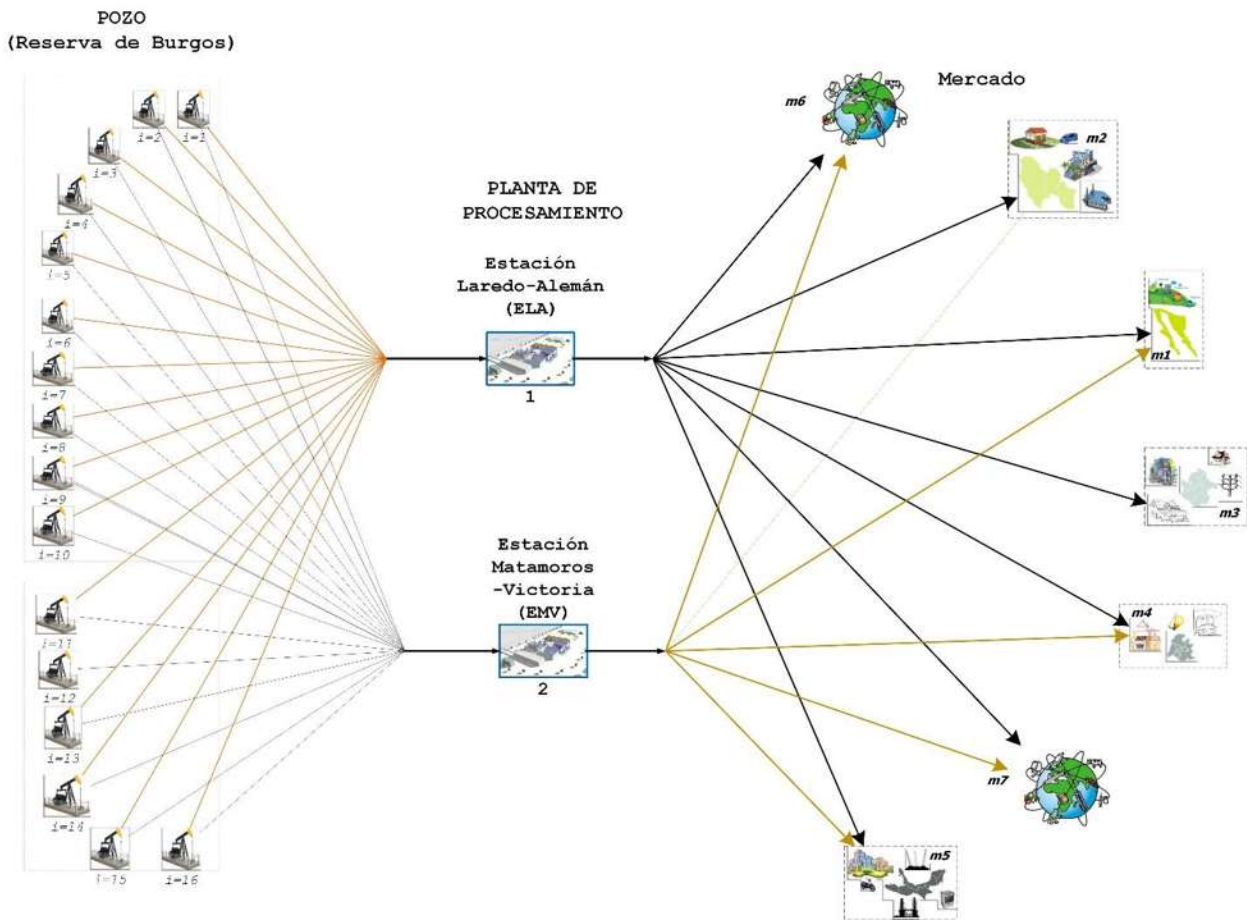


Figura 29. Representación esquemática de la solución óptima para el caso de estudio.

La solución óptima del problema se representa en la figura 29, en donde la existencia de los 16 pozos se divide en dos conjuntos de pozos y todos ellos producen gas crudo que posteriormente será suministrado a las plantas de procesamiento que en este caso las líneas naranjas representan el transporte hacia la unidad 1 (Estación Laredo-Alemán) y las líneas color gris representan el suministro hacia la unidad 2 que es la estación Matamoros-Victoria.

**Tabla 9. Tiempo de construcción de las unidades de procesamiento.**

Unidad de Procesamiento	Periodo de construcción	Capacidad (MMSCF/día)
1	7	1838.667
2	1	14094.667

Por consiguiente, la solución establece que el año de construcción para cada planta procesadora será el cuatrimestre 7 para el caso de la unidad 1 y en el caso de la unidad 2 se llevará a cabo en el cuatrimestre 1, haciendo mención especial que la capacidad para la unidad procesadora será mayor la planta número 2. Como se muestra en la Tabla 9.

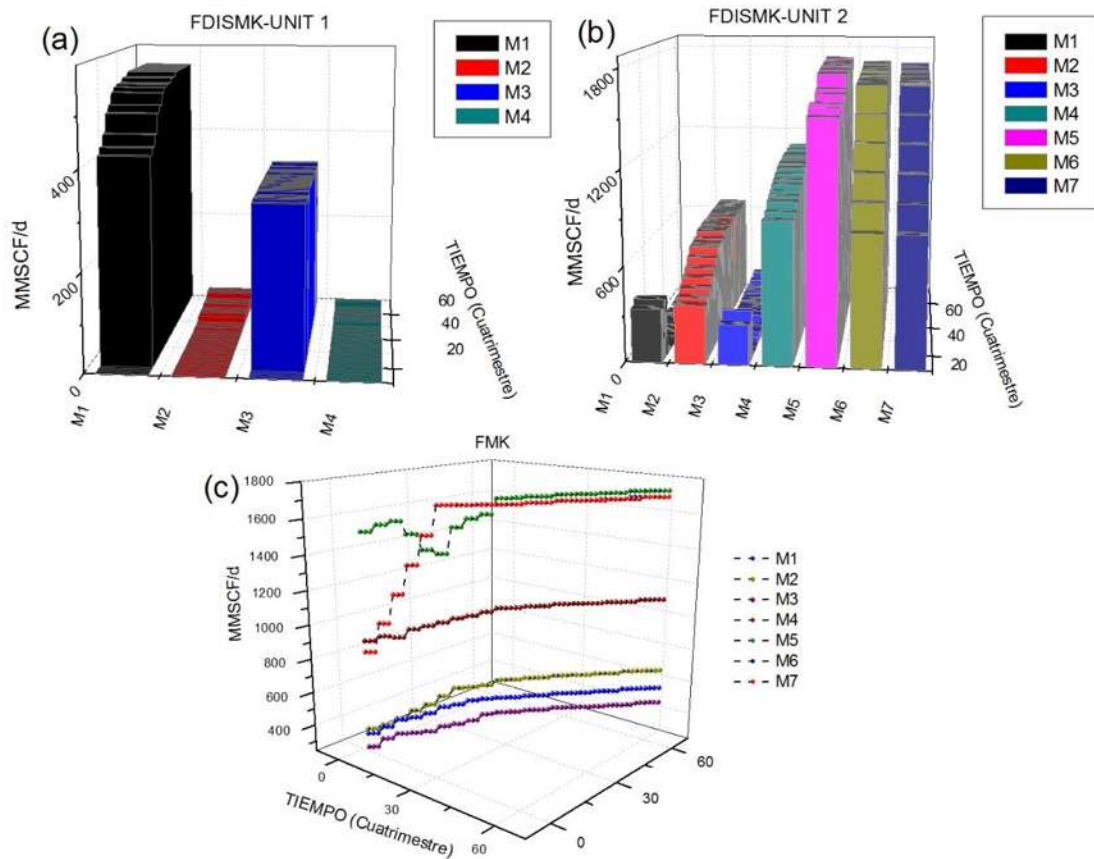


Figura 30. (a) Gas natural distribuido de la planta de la planta 1 al mercado Mn en el horizonte de tiempo. (b) Gas natural distribuido de la planta 2 al mercado Mn en el horizonte de tiempo. (c) Gas natural distribuido (MMSCF/d) a los siete mercados.

En la Figura 30 se grafica la distribución al mercado de venta del gas natural, en donde primeramente se compara la producción de las plantas con los mercados que va a suministrar (a) y (b). Posteriormente se grafica como se distribuye de manera global el gas natural a los siete mercados.



Por último, en la Tabla 10 se muestran los resultados económicos de la solución global antes planteada detalladamente.

Tabla 10. Resultados económicos al valor presente de la solución óptima.

Solución óptima	
TOTCAPPC (\$MMD)	30986000
TOTPOCOST (\$MMD)	42761000
SALES (\$MMD)	1652300000
NPVPROFIT (\$MMD)	1578600000
FWELLTOT (MMSCF)	99871246



CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un modelo de optimización para la planificación óptima del gas *shale* en México basado en una nueva superestructura, la cual es modelada a través de una representación disyuntiva que es planteada como un problema mixto-entero lineal. Los resultados muestran atractivas soluciones para el caso de México desde los puntos de vista técnico y económico, representando así una alternativa para la solución de los problemas energéticos de México.

Es importante mencionar que las alternativas presentadas en este trabajo de tesis con las configuraciones resultantes son un importante marco de referencia para investigaciones futuras en el área: El estudio del proceso de extracción de gas *shale* desde una perspectiva macroscópica, es decir la cadena de suministro, desde diferentes enfoques como lo es, el análisis del sistema en un periodo de tiempo amplio y la prevención en los cambios del mercado, económicos y ambientales son trabajos futuros que se tendrán que realizar posteriormente.



CAPÍTULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R. F., 2014.** Production costs of global conventional and unconventional petroleum. *Energy Policy*, 64, 134-140.
- Best, L.C., Lowry, C.S., 2014.** Quantifying the potential effects of high-volume water extractions on water resources during natural gas development: Marcellus Shale, NY. *Journal of Hydrology: Regional Studies*. 1:1-16.
- BP. 2013.** Statically review of world energy.
- BP. 2014.** BP Energy Outlook 2035, BP.
- Brage Rugstad Knudsen, I. E., 2014.** Lagrangian relaxation based decomposition for well scheduling in shale-gas systems. *Computers and Chemical Engineering*, 63, 234-249.
- Brooke, A., Kendrick, D., Meeruas, A., Raman, R., 2015.** *GAMS: A Users Guide*. GAMS Development Corporation, Washington, DC.
- B.T. Baumrucker, L. B., 2012.** MPEC strategies for costs of pipeline operations. *Computers and Chemical Engineering*, 34, 900-913.
- B.T. Baumrucker, L. B., 2012.** MPEC strategies for costs of pipeline operations. *Computers and Chemical Engineering*, 34, 900-913.
- Cafaro, D. C., Grossman, I. E., 2014.** Strategic, design, and development of the shale gas supply chain network. *AIChE Journal*. 2014, 60, 2122-2142.
- Calderón, A.J., Guerra, O.J., Papageorgiou, L.G., Sirola, J.J., Reklaitis, G. V., 2015.** Financial Considerations in shale Gas Supply Cain Development. *Computer Aided Chemical Engineering*. 37, 2333-2338.
- Clark, C.E., Horner R.M., Harto, C.B., 2013.** Life cycle water consumption for shale gas and conventional natural gas. *Environmental Science and Technology*. 47(20):11829-11836.
- Eaton, T. T., 2013.** Science-based decision-making on complex issues: Marcellus shale gas hydrofracking and New York City water supply. *Science of Total Environment*, 461-462, 158-169.
- EIA, 2011.** World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States. Advanced Resources International, Inc., USA.



- Elia, J. A., Li, J., Floudas, C. A., 2015.** Strategic planning optimization for natural gas to liquid transportation fuel (GTL) systems. *Computers and Chemical Engineering*, 72, 109-125.
- EPA, 2012.** Hydraulic Fracturing Background Information. US Environmental Protection Agency.
- Gao, Z., Tang, L., Jin, H., Xu, N., 2008.** An Optimization Model for the Production Planning of Overall Refinery. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 16, 67-70.
- Gidley JL., 1989.** Recent advances in hydraulic fracturing. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers
- Gopalakrishnan, A, Biegler, L. T., 2013.** Economic nonlinear model predictive control for periodic optimal generation of gas pipeline networks. *Computers and Chemical Engineering*, 14, 91-107.
- Gupta, V., Grossmann, I.E., 2012.** An efficient multiperiod MINLP model for optimal planning of offshore oil and gas field infrastructure. *Industrial & Chemical Engineering Chemistry Research*. 51(19), 6823-6840.
- Hsu, S., Nelson, P.P., 2002.** Characterization of Eagle Ford Shale. *Engineering Geology*. 67, 169-183.
- Ikonnikova, S., Gülen, G., Browning, J., Tinker, S.W., 2015.** Profitability of shale gas drilling: A case study of the Fayetteville shale play. *Energy*. 81, 382-393.
- Johnson, C., Boersma, T., 2013.** Energy (in) security in Poland the case of shale gas. *Energy Policy* 53, 389–399.
- Kabirian, A., Hemmati, M. R., 2007.** A strategic planning model for natural gas transmission networks. *Energy Policy*, 35, 5656-5370.
- Kaiser, M., 2010.** Economic limit of field production in Louisiana. *Energy*. 35, 3399-3416.
- Kaiser, M. J, 2012.** Haynesville shale play economic analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 82-83, 75-89.
- Knudsen, B.R., Bjarne, F., 2013.** Shut-in production optimization of shale-gas systems. *Computers and Chemical Engineering*. 58, 54-67.



- Knudsen, B.R., Grossmann, I.E., Foss, B., Conn, A.R., 2014.** Lagrangian relaxation based decomposition for well scheduling in shale-gas systems. *Computers and Chemical Engineering*. 64, 234-249.
- Lira-Barragán, L. F., Ponce-Ortega, J. M., Serna-González, M., El-Halwagi, M. M., 2015.** Optimal management of flowback wastewater in shale gas production. *In press in AIChE Journal*.
- Lozano-Maya, J. R., 2013.** The United States experience as a reference of success for shale gas. *Energy Policy*, 62, 70-78.
- Marongiu-Porcu, M., Economides, M. J., Holditch, S. A., 2013.** Economic and physical optimization of hydraulic fracturing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 14, 91-107.
- Melikoglu, M, 2014.** Shale gas: Analysis of its role in the global energy market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37, 460-468.
- Melo, M.t., Nickel, S., Saldanha-da-Gama, F., 2009.** Facility location and supply chain management – A review. *European of Operational Research* 196, 401-412.
- Mokhatab, S., Poe, W.A., 2012.** Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Elsevier, UK.
- Nobakht, M., Clarckson, C. R., 2012.** Analysis of production data in gas shale reservoirs: Rigorous corrections for fluid and flow properties. *Journal of Natural Gas Science Engineering*, 8, 85-98.
- Rahman, M.M., Rahman, M.K., Rahman, S.S., 2001.** An Integrated model for multiobjective design optimization of hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 31, 41-62.
- Rodriguez, R. S., Soeder, D. J., 2015.** Evolving water management practices in shale oil & gas development. *Journal of Unconventional Gas Resources* 10, 18-24.
- PEMEX, CO2 Solutions, 2013.** Programa de reducción de emisiones (nama) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural a través de la reducción de emisiones fugitivas. San Pedro García, Nuevo León.
- SERER. 2012.** Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, México.
- SERER. 2013.** Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, México.
- SENER. 2013.** Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2013-2027, Mexico.



- Santibañez –Aguilar, J. E., González-Campos, J. B., Ponce-Ortega, J. M., Ponce-Ortega, J. M., Serna-González, M., El-Halwagi, M. M., 2014.** Optimal planning and site selection for distributed multiproduct biorefineries involving economic, environmental and social objectives. *Journal of cleaner Production* 65, 270-294.
- Santibañez –Aguilar, J. E., Rivera-Toledo, M., Flores-Tlacuahuac, A., Ponce-Ortega, J. M., 2015.** A mixed-integer dynamic optimization approach for the optimal planning of distributed biorefineries. *Computers and Chemical Engineering*. DOI:10.1016/j.compchemeng.2015.05.008.
- Sneddem, J. W., 2014.** Estimating effective shale area distributions from surface data. *Marine and Petroleum Geology*, 49, 35-44.
- USGS. 2002.** Natural Gas Production I the United States.
- U. S. Geological Survey National oil and gas resource Assessment Team. 1995.** National assessment of United States oil and gas resources: *U. S. Geological Survey Circular* 1118, 20 p.
- Yang, L., Grossman, I. E, 2014.** Optimization models for shale gas water management. *AIChE Journal* 60, 3490-3501.
- Yang, L., Grossman, I. E, Mauter, M. S., Dilmore, R. M., 2015.** Investment optimization model for fresh water acquisition and wastewater handling in shale production. *AIChE Journal*, 61, 1770-182.
- Yuan, J., Luo, D., Feng, D., 2015.** A review of the technical and economic evaluation techniques for shale gas development. *Applied Energy*, 148, 49-65.
- Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T.H., Kondash, A., 2014.** A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environmental Science and Technology*; 48(15):8334-8348.
- Vengosh, A., Warner, N., Jackson, R., Darrah, T., 2013.** The effects of shale gas exploration in hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States. *Procedia Earth and Planetary Science*, 7, 863-866.
- Wang, M., & Xu, Q., 2014.** Optimal design and operation for simultaneous shale gas NGL recovery. *Chemical Engineering Science*, 130–142.
- Wang Q., Chen X., Jha A. N., Rogers H., 2014.** Natural gas from shale formation.-The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, 1-28.



Weiland, R.H., Hatcher, N.A., 2012. Overcome challenges in treating shale gas. *Hydrocarbon Processing*.45-48.

Wejeimars. R., 2015. Natural resource Wealth Optimization: A Review of Fiscal Regimes and Equitable Agreements for Petroleum and Mineral Extraction Projects. *Natural Resources Research*. DOI: 10.1007/s11053-014-9262-8.

What is shale gas? The Centre for Global Energy Studies; 2010.

Zhang, B.j., Liu, K., Luo, X.L., Chen, Q.L., Li, W.K., 2015. A multi-period mathematical model for simultaneous optimization of materials and energy of the refining site scale. *Applied Energy*, 143, 238-250.



Apéndice A

\$TITLE wellTiempos
 OPTION OPTCR=0.01;
 OPTION OPTCA=0.001;
 OPTION ITERLIM=100000;
 OPTION RESLIM= 100000;
 OPTION MIP=CPLEX;
 OPTION LP=CPLEX;
 OPTION SYSOUT=ON;
 OPTION LIMROW=100;
 OPTION LIMCOL=100;

SETS

I WELL /1*16/
 P MULTI-WELL PAD /1*1/
 T TIME PERIODS /1*10/
 M MARKETS /1*5/
 R PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT /1*2/

ALIAS

(TOP,TP,T)

PARAMETERS

BPROC LOSSES FACTOR ASSOCIATED TO COMPRESSION UNIT AND PROCESSING PLANT /0.5/,
 GWELL EXPONENT FOR THE CAPITAL COST FUNCTION FOR WELLS /0.6/,
 GPC EXPONENT FOR THE CAPITAL COST FUNCTION FOR PROCESSING UNIT /1/,
 GPIPE EXPONENT FOR THE CAPITAL COST FUNCTION FOR PIPES /1/,
 KFT FACTOR USED TO ANNUALIZE THE INVERSION $i=0.1$ /0.16/,
 KOT FACTOR USED TO CALCULATE VP. /1.15/,
 VCGAS NATURAL GAS VARIABLE COST \$-mpc /3097/;

TABLE FDMK(M,T) DEMAND IN THE MARKET M OVER TIME PERIOD T(Mpcd-día)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2.7	2.8	3.1	3.4	3.5	3.7	4.0	4.1	4.1	4.3
2	3.0	3.0	3.2	3.5	3.9	4.2	4.6	4.8	4.9	5.0
3	1.7	2.1	2.5	2.7	2.7	2.8	3.0	3.0	3.1	3.3
4	7.1	7.4	7.6	7.5	7.9	8.1	8.2	8.2	8.4	8.5
5	12.4	12.5	12.8	13.0	12.4	11.7	11.5	12.0	12.7	13.1;

TABLE FMAXDISMK(R,M) MAXIMUM NATURAL GAS DISTRIBUTED FROM THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M (extracción procesada por día dispuesta para la venta)

	1	2	3	4	5
1	4	4	3	10	14
2	4	4	3	10	14;

PARAMETER FCWELL(I) UNIT FIXED COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P (MILLONES DE DÓLARES)

/1 5
 2 5
 3 5



4 5
 5 5
 6 5
 7 5
 8 5
 9 5
 10 5
 11 5
 12 5
 13 5
 14 5
 15 5
 16 5
 /;

TABLE FCPIWPC(I,R) UNIT FIXED COST FOR PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R(1ELA)(2EMV)MILLONES DE DOLARES

	1	2
1	3	10
2	3	10
3	3	10
4	3	10
5	3	10
6	3	10
7	3	10
8	3	10
9	10	5
10	10	5
11	10	5
12	10	5
13	10	5
14	10	5
15	10	5
16	10	5;

TABLE FCPIDM(R,M) UNIT FIXED COST FOR PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M (MILLONES DE DÓLARES)

	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;

PARAMETER VCWELL(I) UNIT VARIABLE COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P

/1	.2459
2	.2459
3	.2459
4	.2459
5	.2459
6	.2459
7	.2459
8	.2459



9 .2459
 10 .2459
 11 .2459
 12 .2459
 13 .2459
 14 .2459
 15 .2459
 16 .2459
 /;

TABLE VCPIWEPC(I,R) UNIT VARIABLE COST FOR PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

	1	2
1	.35	.7
2	.35	.7
3	.35	.7
4	.35	.7
5	.35	.7
6	.35	.7
7	.5	.6
8	.5	.6
9	.55	.5
10	.55	.5
11	1.6	1.5
12	1.6	1.5
13	1.6	1.5
14	1.6	1.5
15	3.2	3.0
16	3.2	3.0;

TABLE VCPIDIM(R,M) UNIT VARIABLE COST FOR PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M (MILLONES DE DÓLARES)

	1	2	3	4	5
1	180.902	232.331	410.526	57.068	469.399
2	106.466	178.196	424.060	50.977	398.799;

TABLE VCPUWEPC(I,R) COSTO VARIABLE DE BOMBEO ENTRE POZO-WELLPAD-PLANTA PROCESADORA

	1	2
1	.35	.7
2	.35	.7
3	.35	.7
4	.35	.7
5	.35	.7
6	.35	.7
7	.5	.6
8	.5	.6
9	.55	.5
10	.55	.5
11	1.6	1.5
12	1.6	1.5



13	1.6	1.5
14	1.6	1.5
15	3.2	3.0
16	3.2	3.0;

TABLE VCPUPPCM(R,M) COSTO VARIABLE DE BOMBEO PLANTA PROCESADORA-MERCADO

	1	2	3	4	5
1	1.81	2.32	4.11	5.71	4.70
2	1.10	1.78	4.24	5.10	3.99;

PARAMETER CAPCOSTWELLMAX(I) MAXIMUM CAPITAL COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P

/1	10
2	10
3	10
4	10
5	10
6	10
7	10
8	10
9	10
10	10
11	10
12	10
13	10
14	10
15	10
16	10/;

TABLE CAPCOSTPIWELLPCMAX(I,R) MAXIMUM CAPITAL COST FOR PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R -> AUMENTAR

	1	2
1	4	8
2	4	8
3	4	8
4	4	8
5	4	8
6	4	8
7	6	7
8	6	7
9	7	6
10	7	6
11	18	17
12	18	17
13	18	17
14	18	17
15	34	32
16	34	32;

TABLE CAPCOSTPIDISMKMAX(R,M) MAXIMUM CAPITAL COST FOR PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M



	1	2	3	4	5
1	200	250	430	80	490
2	120	200	450	70	420;

PARAMETERS FMAXPC(R) MAXIMUM NATURAL GAS IN THE WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MCF PER DAY) (+000)

/1	150000
2	3920000
/;	

PARAMETERS FMAX(P) MAXIMUM CONTENT OF SHALE GAS IN THE WELL PAD (MCF en la reserva)

/1	2260000000000000
*2	2260000000000000
/;	

PARAMETERS

VP(T) PRESENT VALUE COST FACTOR OVER PERIOD TIME T (discount rate 0.08-0.20)

/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/;

PARAMETERS

NMAXWELL(P) MAXIMUM WELLS IN THE WELL-PAD P

/1	20
*2	20
/;	

PARAMETERS

FCPC(R) UNIT FIXED COST FOR PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

/1	420.000000
2	1568.000000/;

PARAMETERS

VCPC(R) UNIT VARIABLE COST IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

/1	.156
2	.5824/;

PARAMETERS

CAPCOSTPCMAX(R) MAXIMUM CAPITAL COST IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

/1	500
2	1800/;



VARIABLE

TOTCAPP TOTAL CAPITAL FIXED COST
 TOTOPCOST TOTAL OPERATION COST
 SALES TOTAL SALES
 NPVPROFIT VALUE NET PRESENT PROFIT
 FWELLTOT SUMA DE FLUJO TOTAL DEL POZO I EN LA PLANTA PROCESADORA R EN TODOS LOS TIEMPOS T;
 POSITIVE VARIABLES

FWELL(I,P,T) NATURAL GAS EXTRACTED FROM WELL I IN THE WELL-PAD P OVER PERIOD TIME T
 F(I,P,R,T) NATURAL GAS FROM WELL I IN THE WELL-PAD P TO THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R OVER TIME PERIOD T
 FINPC(R,T) NATURAL GAS INLET INTO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT P OVER TIME PERIOD T
 FOUTPC(R,T) NATURAL GAS OUTLET OF PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R OVER TIME PERIOD T
 FDISMK(R,M,T) NATURAL GAS DISTRIBUTED FROM THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT P TO THE MARKET M OVER PERIOD TIME T
 FMK(M,T) NATURAL GAS DISTRIBUTED IN THE MARKET M OVER PERIOD TIME T
 FWELLCAP(I,P) NATURAL GAS CAPACITY IN THE WELL I IN THE WELL-PAD P
 FINPCCAP(R) NATURAL GAS CAPACITY INLET INTO THE COMPRESSION UNIT-PROCESSING PLANT R
 FPCPIPECAP(I,P,R) NATURAL GAS CAPACITY FROM WELL I IN THE WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 FDISMKPIPECAP(R,M) NATURAL GAS CAPACITY FROM THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M
 CAPCOSTWELL(I,P) CAPITAL COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P
 CAPCOSTCP(R) CAPITAL COST FOR THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 CAPCOSTPIPEWELLPC(I,P,R) CAPITAL COST ASSOCIATED TO PIPES USED FOR NATURAL GAS FROM WELL I IN THE WELL-PAD P TO TO THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 CAPCOSTPIPEDISMK(R,M) CAPITAL COST ASSOCIATED TO THE PIPES USED FOR NATURAL GAS FROM PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M;

BINARY VARIABLES

YWELL(I,P,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF WELL I IN THE WELL-PAD P OVER TIME PERIOD T
 YPC(R,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF THE PROCESSING PLANT-COMPRESSING UNIT R OVER TIME PERIOD T
 YPIWELLPC(I,P,R,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 YPIPCMK(R,M,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M;

EQUATIONS

EQ1(I,P,T) BALANCE PARA LOS POZOS,
 EQ2(R,T) BALANCE PARA LA ENTRADA DE LA PLANTA DE PROCESAMIENTO-UNIDADES DE COMPRESIÓN,
 EQ3(R,T) BALANCE EN LA SALIDA DE LAS PLANTAS DE PROCESAMIENTO-UNIDADES DE COMPRESIÓN,
 EQ4(R,T) DISTRIBUCIÓN DE GAS SHALE AL MERCADO,
 EQ5(M,T) FLUJO TOTAL DE GAS SHALE EN EL MERCADO,
 EQ6(M,T) DEMANDA MÁXIMA DE GAS EN EL MERCADO,
 EQ7(P) DISPONIBILIDAD MÁXIMA DE GAS SHALE POR ZONA,
 EQ8(P,T) MÁXIMO NÚMERO DE POZOS POR ZONA EN UN PERIODO DE TIEMPO,
 EQ9(I,P,T) RESTRINGIR EL FLUJO MÁXIMO PARA EXTRAER POR POZO,



EQ10(I,P,T) LIMITAR EL LLUJO A EXTRAER POR PERIODO DE TIEMPO,
 EQ11(I,P) VALOR DE UNO O CERO A LA VARIABLE BINARIA,
 EQ12(I,P,T,TP) (ord(TP)LT ord(T)) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS NATURAL EN CASO DE QUE EXISTA EL POZO,
 EQ13(I,P,T,TP,TOP) (ord(TP)GT ord(T+5)) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS NATURAL EN CASO DE QUE EXISTA EL POZO,
 EQ14(I,P,T) VALOR AL COSTO CAPITAL DEL POZO,

 EQ15(R,T) RESTRINGIR EL FLUJO MÁXIMO DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LA PC,
 EQ16(R,T) LIMITAR LA CAPACIDAD DE FLUJO A PROCESAR EN LA PC,
 EQ17(R) DAR VALOR A LA EXISTENCIA DE LA PC A TRAVÉS DE LA VARIABLE BINARIA,
 EQ18(R,T,TP) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS A PROCESAR EN PARA LA EXISTENCIA DE LA PC,
 EQ20(R,T) VALOR AL COSTO CAPITAL DE LA PC EN CASO DE EXISTIR,
 EQ21(I,P,R,T) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS DE ACUERDO A LA CAPACIDAD MÁXIMA EN LA PC,
 EQ22(I,P,R,T) LIMITAR LA CAPACIDAD EN TUBERÍAS,

 EQ23(I,P,R) EXISTENCIA DE TUBERIAS DE POZO A PLANTA PROCESADORA,
 EQ24(I,P,R,T,TP) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS EN LAS TUBERIAS DEL POZO A LA PC,
 EQ26(I,P,R,T) COSTO CAPITAL DE LA TUBERÍA DE POZO A LA PC,

 EQ27(R,M,T) LIMITAR EL FLUJO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL MERCADO DE ACUERDO A LA DEMANDA MÁXIMA POR ZONA,
 EQ28(R,M,T) LIMITAR EL LA CAPACIDAD DE LAS TUBERÍAS PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO DE GAS EN EL MERCADO,
 EQ29(R,M) VALOR A LA VARIABLE BINARIA PARA LA EXISTENCIA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CERO A UNO,
 EQ30(R,M,T,TP) RESTRINGIR LA DISTRIBUCIÓN DE GAS EN EL MERCADO DE ACUERDO A LA DEMANDA SI EXISTE,
 EQ32(R,M,T) COSTO CAPITAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL MERCADO,

 EQ33 COSTO CAPITAL TOTAL AL VALOR PRESENTE,
 EQ34 COSTO DE OPERACIÓN TOTAL AL VALOR PRESENTE,
 EQ35 VENTAS TOTALES AL VALOR PRESENTE,
 EQ36 VALOR PRESENTE NETO-FUNCIÓN OBJETIVO,
 PRODUCTION TOTAL DE FLUJO POR POZO;

 *MODELO*****

 EQ1(I,P,T).. FWELL(I,P,T)=E=SUM((R),F(I,P,R,T));
 EQ2(R,T).. FINPC(R,T)=E=SUM((I),SUM((P),F(I,P,R,T)));
 EQ3(R,T).. FOUTPC(R,T)=E=BPROC*FINPC(R,T);
 EQ4(R,T).. FOUTPC(R,T)=E=SUM((M),FDISMK(R,M,T));
 EQ5(M,T).. FMK(M,T)=E=SUM((R),FDISMK(R,M,T));
 EQ6(M,T).. FMK(M,T)=L=FDMK(M,T);
 *
 FMK.LO(M,T)=0.1*FDMK(M,T);
 *
 EQ7(P).. SUM((T,I),FWELL(I,P,T))*365=L=FMAX(P);
 EQ8(P,T).. SUM((I),YWELL(I,P,T))=L=NMAXWELL(P);
 EQ9(I,P,T).. FWELL(I,P,T)=L=FMAX(P);
 EQ10(I,P,T).. FWELLCAP(I,P)=G=FWELL(I,P,T);

 EQ11(I,P).. SUM((T),YWELL(I,P,T))=E=1;



```

EQ12(I,P,T,TP)$ (ORD(TP) LT ord(T))..
      FWELL(I,P,TP)=L=FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));
EQ13(I,P,T,TP,TOP)$ (ORD(TP) GT (ORD(T)+ORD (TOP)))..
      FWELL(I,P,TP)=L=FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));
EQ14(I,P,T)..      CAPCOSTWELL(I,P)=G=KFT*VP(T)*(FCWELL(I)+VCWELL(I)*(FWELLCAP(I,P)))-
CAPCOSTWELLMAX(I)*(1-YWELL(I,P,T));
*****
EQ15(R,T)..      FINPC(R,T)=L=FMAXPC(R);
EQ16(R,T)..      FINPCCAP(R)=G=FINPC(R,T);
*****
EQ17(R)..      SUM((T),YPC(R,T))=E=1;
EQ18(R,T,TP)$ (ORD(TP) LT ORD(T))..
      FINPC(R,TP)=L=FMAXPC(R)*(1-YPC(R,T));
EQ20(R,T)..      CAPCOSTCP(R)=G=KFT*VP(T)*(FCPC(R)+VCPC(R)*(FINPCCAP(R)))-CAPCOSTPCMAX(R)*(1-
YPC(R,T));
*****
EQ21(I,P,R,T)..      F(I,P,R,T)=L=FMAXPC(R);
EQ22(I,P,R,T)..      FPCPIPECAP(I,P,R)=G=F(I,P,R,T);
*****
EQ23(I,P,R)..      SUM((T),YPIWELLPC(I,P,R,T))=E=1;
EQ24(I,P,R,T,TP)$ (ORD(TP) LT ORD(T))..
      F(I,P,R,TP)=L=FMAXPC(R)*(1-YPIWELLPC(I,P,R,T));
EQ26(I,P,R,T)..      CAPCOSTPIPEWELLPC(I,P,R)=G=KFT*VP(T)*(FCPIWPC(I,R)+VCPWPC(I,R)*FPCPIPECAP(I,P,R))-
CAPCOSTPIPEWELLMAX(I,R)*(1-YPIWELLPC(I,P,R,T));

EQ27(R,M,T)..      FDISMK(R,M,T)=L=FMAXDISMK(R,M);
EQ28(R,M,T)..      FDISMKPIPECAP(R,M)=G=FDISMK(R,M,T);
*****
EQ29(R,M)..      SUM((T),YIPCMK(R,M,T))=E=1;
EQ30(R,M,T,TP)$ (ORD(TP) LT ORD(T))..
      FDISMK(R,M,TP)=L=FMAXDISMK(R,M)*(1-YIPCMK(R,M,T));
EQ32(R,M,T)..      CAPCOSTPIPEDISMK(R,M)=G=KFT*VP(T)*(FCPIDM(R,M)+VCPIDIM(R,M)*FDISMKPIPECAP(R,M))-
CAPCOSTPIDISMKMAX(R,M)*(1-YIPCMK(R,M,T));
*****
EQ33..
TOTCAPP=E=SUM((I),SUM((P),CAPCOSTWELL(I,P)))+SUM((R),CAPCOSTCP(R))+SUM((I),SUM((P),SUM((R),CAPCOSTPI
PEWELLPC(I,P,R))))+SUM((R),SUM((M),CAPCOSTPIPEDISMK(R,M)));
EQ34..
TOTOPCOST=E=SUM((I),SUM((P),SUM((T),KOT*VCWELL(I)*FWELL(I,P,T))))+SUM((R),SUM((T),KOT*VCPC(R)*FINPC(R,T)
))+SUM((I),SUM((P),SUM((R),SUM((T),KOT*VCPWPC(I,R)*F(I,P,R,T))))+SUM((R),SUM((M),SUM((T),KOT*VCPUPPC
MK(R,M)*FDISMK(R,M,T))));
EQ35..      SALES=E=SUM((M),SUM((T),KOT*VCGAS*FMK(M,T)));
EQ36..      NPVPROFIT=E=SALES-TOTCAPP-TOTOPCOST;
PRODUCTION..      SUM((I,P,T),FWELL(I,P,T))=E=FWELLTOT;
MODEL wellTiempos /ALL/;
FWELLTOT.LO=10;
*****
SOLVE wellTiempos USING MIP MAXIMAZING NPVPROFIT; ;
    
```




Apéndice B

TITLE wellTiempos
 OPTION OPTCR=0.001;
 OPTION OPTCA=0.1;
 OPTION ITERLIM=10000000;
 OPTION RESLIM= 10000;
 OPTION MIP=CPLEX;
 OPTION LP=GUROBI;
 OPTION NLP=CONOPT;
 OPTION MINLP=DICOPT;
 OPTION SYSOUT=ON;
 OPTION LIMROW=100;
 OPTION LIMCOL=100;

SETS

I WELL /1*16/
 P MULTI-WELL PAD /1*1/
 T TIME PERIODS /1*63/
 M MARKETS /1*7/
 R PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT /1*2/

ALIAS

(TP,T)

SCALARS

TOP /21/;

PARAMETERS

BPROC LOSSES FACTOR ASSOCIATED TO COMPRESSION UNIT AND PROCESSING PLANT /0.5/,
 GWELL EXPONENT FOR THE CAPITAL COST FUNCTION FOR WELLS /0.6/,
 GPC EXPONENT FOR THE CAPITAL COST FUNCTION FOR PROCESSING UNIT /1/,
 GPIPE EXPONENT FOR THE CAPITAL COST FUNCTION FOR PIPES /1/,
 KFT FACTOR USED TO ANNUALIZE THE INVERSION $i=0.1$ /0.16/,
 KOT FACTOR USED TO CALCULATE VP /1.15/;

PARAMETER VCGAS(T) NATURAL GAS VARIABLE COST \$-MMSCF

/1 2.259970539
 2 2.158245163
 3 1.734413396
 4 1.697363439
 5 2.055387651
 6 3.242504706
 7 3.477752597
 8 2.775157813
 9 2.534281772
 10 3.096714319
 11 2.607382969
 12 2.041572917
 13 1.649228281
 14 2.403058469



- 15 2.822780986
- 16 3.380072122
- 17 2.822780986
- 18 5.335558958
- 19 3.833605871
- 20 4.98286926
- 21 5.084339973
- 22 6.189656905
- 23 7.04302756
- 24 7.104034855
- 25 6.779086957
- 26 6.410135614
- 27 5.003216089
- 28 4.936002517
- 29 3.920894161
- 30 4.022105751
- 31 9.226862678
- 32 6.287485348
- 33 6.320779933
- 34 6.368947248
- 35 6.551752873
- 36 5.739253288
- 37 4.304223092
- 38 3.069165181
- 39 2.785348623
- 40 2.795074059
- 41 2.225660235
- 42 3.239828319
- 43 3.069165181
- 44 2.215630851
- 45 2.409063036
- 46 1.81664328
- 47 1.968662107
- 48 1.859239797
- 49 1.329854707
- 50 1.669320246
- 51 1.683053418
- 52 1.309708144
- 53 1.331027893
- 54 1.362745302
- 55 1.428464948
- 56 1.131597472
- 57 1.252154477
- 58 1.119065413
- 59 1.022009265
- 60 0.966378412
- 61 0.883323288
- 62 0.93241158
- 63 0.984608502/;

PARAMETER FWELLT1(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE FIRST TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P



/1 95000
 2 158000
 3 127000
 4 148000
 5 105000
 6 125000
 7 169000
 8 127000
 9 145000
 10 109000
 11 94500
 12 56500
 13 75500
 14 63000
 15 88000
 16 75500/;

PARAMETER FWELLT2(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 38380
 2 63800
 3 51100
 4 59600
 5 42400
 6 34100
 7 68100
 8 51100
 9 58400
 10 43800
 11 38200
 12 22800
 13 30500
 14 25500
 15 35600
 16 30500/;

PARAMETER FWELLT3(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 28500000000
 2 4.74E+10
 3 3.80E+10
 4 4.43E+10
 5 3.15E+10
 6 2.54E+10
 7 5.06E+10
 8 3.80E+10
 9 4.34E+10
 10 3.26E+10
 11 28350000000
 12 16950000000
 13 22650000000
 14 18900000000



15 26400000000
 16 22650000000/ ;
PARAMETER FWELLT4(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 5783600000
 2 9.62E+09
 3 7.70E+09
 4 8.98E+09
 5 6.39E+09
 6 5.14E+09
 7 1.03E+10
 8 7.70E+09
 9 8.80E+09
 10 6.61E+09
 11 5753160000
 12 3439720000
 13 4596440000
 14 3835440000
 15 5357440000
 16 4596440000/ ;

FWELLT4(I)=FWELLT4(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT5(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 5700000000
 2 9.48E+09
 3 7.59E+09
 4 8.85E+09
 5 6.30E+09
 6 5.07E+09
 7 1.01E+10
 8 7.59E+09
 9 8.67E+09
 10 6.51E+09
 11 6.51E+09
 12 0.00E+00
 13 3.39E+09
 14 0.00E+00
 15 3.78E+09
 16 0.00E+00 / ;

FWELLT5(I)=FWELLT5(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT6(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 3800000000
 2 6.32E+09
 3 5.06E+09
 4 5.90E+09
 5 4.20E+09
 6 3.38E+09
 7 6.74E+09
 8 5.06E+09



9 5.78E+09
 10 4.34E+09
 11 3780000000
 12 2260000000
 13 3020000000
 14 2520000000
 15 3520000000
 16 3020000000/;

FWELLT6(I)=FWELLT6(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT7(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 3610000000
 2 6.00E+09
 3 4.81E+09
 4 5.61E+09
 5 3.99E+09
 6 3.21E+09
 7 6.40E+09
 8 4.81E+09
 9 5.49E+09
 10 4.12E+09
 11 3591000000
 12 2147000000
 13 2869000000
 14 2394000000
 15 3344000000
 16 2869000000/;

FWELLT7(I)=FWELLT7(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT8(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 2850000000
 2 4.74E+09
 3 3.80E+09
 4 4.43E+09
 5 3.15E+09
 6 2.54E+09
 7 5.06E+09
 8 3.80E+09
 9 4.34E+09
 10 3.26E+09
 11 2835000000
 12 1695000000
 13 2265000000
 14 1890000000
 15 2640000000
 16 2265000000/;

FWELLT8(I)=FWELLT8(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT9(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 1900000000



2 3.16E+09
 3 2.53E+09
 4 2.95E+09
 5 2.10E+09
 6 1.69E+09
 7 3.37E+09
 8 2.53E+09
 9 2.89E+09
 10 2.17E+09
 11 1890000000
 12 1130000000
 13 1510000000
 14 1260000000
 15 1760000000
 16 1510000000/;

FWELLT9(I)=FWELLT9(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT10(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 950000000
 2 1.58E+09
 3 1.27E+09
 4 1.48E+09
 5 1.05E+09
 6 8.45E+08
 7 1.69E+09
 8 1.27E+09
 9 1.45E+09
 10 1.09E+09
 11 945000000
 12 565000000
 13 755000000
 14 630000000
 15 880000000
 16 755000000/;

FWELLT10(I)=FWELLT10(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT11(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 760000000
 2 1.26E+09
 3 1.01E+09
 4 1.18E+09
 5 8.40E+08
 6 6.76E+08
 7 1.35E+09
 8 1.01E+09
 9 1.16E+09
 10 8.68E+08
 11 756000000
 12 452000000
 13 604000000



14 504000000
 15 704000000
 16 604000000/;

FWELLT11(I)=FWELLT11(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT12(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 741000000
 2 1.23E+09
 3 9.87E+08
 4 1.15E+09
 5 8.19E+08
 6 6.59E+08
 7 1.31E+09
 8 9.87E+08
 9 1.13E+09
 10 8.46E+08
 11 737100000
 12 440700000
 13 588900000
 14 491400000
 15 686400000
 16 588900000/;

FWELLT12(I)=FWELLT12(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT13(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 551000000
 2 9.16E+08
 3 7.34E+08
 4 8.56E+08
 5 6.09E+08
 6 4.90E+08
 7 9.77E+08
 8 7.34E+08
 9 8.38E+08
 10 6.29E+08
 11 548100000
 12 327700000
 13 437900000
 14 365400000
 15 510400000
 16 437900000/;

FWELLT13(I)=FWELLT13(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT14(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 361000000
 2 6.00E+08
 3 4.81E+08
 4 5.61E+08
 5 3.99E+08
 6 3.21E+08



7 6.40E+08
 8 4.81E+08
 9 5.49E+08
 10 4.12E+08
 11 359100000
 12 214700000
 13 286900000
 14 239400000
 15 334400000
 16 286900000/;

FWELLT14(I)=FWELLT14(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT15(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 247000000
 2 4.11E+08
 3 3.29E+08
 4 3.84E+08
 5 2.73E+08
 6 2.20E+08
 7 4.38E+08
 8 3.29E+08
 9 3.76E+08
 10 2.82E+08
 11 245700000
 12 146900000
 13 196300000
 14 163800000
 15 228800000
 16 196300000/;

FWELLT15(I)=FWELLT15(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT16(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 190000000
 2 3.16E+08
 3 2.53E+08
 4 2.95E+08
 5 2.10E+08
 6 1.69E+08
 7 3.37E+08
 8 2.53E+08
 9 2.89E+08
 10 2.17E+08
 11 189000000
 12 113000000
 13 151000000
 14 126000000
 15 176000000
 16 151000000/;

FWELLT16(I)=FWELLT16(I)*1E-6;



PARAMETER FWELLT17(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

- /1 171000000
- 2 2.84E+08
- 3 2.28E+08
- 4 2.66E+08
- 5 1.89E+08
- 6 1.52E+08
- 7 3.03E+08
- 8 2.28E+08
- 9 2.60E+08
- 10 1.95E+08
- 11 170100000
- 12 101700000
- 13 135900000
- 14 113400000
- 15 158400000
- 16 135900000/;

FWELLT17(I)=FWELLT17(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT18(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

- /1 152000000
- 2 2.53E+08
- 3 2.02E+08
- 4 2.36E+08
- 5 1.68E+08
- 6 1.35E+08
- 7 2.70E+08
- 8 2.02E+08
- 9 2.31E+08
- 10 1.74E+08
- 11 151200000
- 12 90400000
- 13 120800000
- 14 100800000
- 15 140800000
- 16 120800000/;

FWELLT18(I)=FWELLT18(I)*1E-6;

PARAMETER FWELLT19(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

- /1 5700
- 2 9.48E+03
- 3 7.59E+03
- 4 8.85E+03
- 5 6.30E+03
- 6 5.07E+03
- 7 1.01E+04
- 8 7.59E+03
- 9 8.67E+03
- 10 6.51E+03



11 5670
 12 3390
 13 4530
 14 3780
 15 5280
 16 4530/;

FWELLT19(I)=FWELLT19(I)*1E-3;

PARAMETER FWELLT20(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 3800
 2 6.32E+03
 3 5.06E+03
 4 5.90E+03
 5 4.20E+03
 6 3.38E+03
 7 6.74E+03
 8 5.06E+03
 9 5.78E+03
 10 4.34E+03
 11 3780
 12 2260
 13 3020
 14 2520
 15 3520
 16 3020/;

FWELLT20(I)=FWELLT20(I)*1E-3;

PARAMETER FWELLT21(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 1900
 2 3.16E+03
 3 2.53E+03
 4 2.95E+03
 5 2.10E+03
 6 1.69E+03
 7 3.37E+03
 8 2.53E+03
 9 2.89E+03
 10 2.17E+03
 11 1890
 12 1130
 13 1510
 14 1260
 15 1760
 16 1510/;

FWELLT21(I)=FWELLT21(I)*1E-3;

PARAMETER FWELLTOP(I) MAXIMUM PRODUCTION FOR THE SECOND TIME OF PERIOD FOR WELL I IN THE PERIOD P

/1 1900
 2 3.16E+03
 3 2.53E+03



- 4 2.95E+03
- 5 2.10E+03
- 6 1.69E+03
- 7 3.37E+03
- 8 2.53E+03
- 9 2.89E+03
- 10 2.17E+03
- 11 1890
- 12 1130
- 13 1510
- 14 1260
- 15 1760
- 16 1510/;

FWELLTOP(I)=FWELLTOP(I)*1E-5;

TABLE FDMK(M,T) DEMAND IN THE MARKET M OVER TIME PERIOD T(MMSCF-Cuatri)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37		
38	39	40	41	42	43	44	45	46	47			
48	49	50	51	52	53	54	55	56	57			
58	59	60	61	62	63							
1	337.33	337.33	337.33	374.67	374.67	374.67	416.33	416.33	416.33	428.67		
428.67	428.67	451.00	451.00	451.00	488.33	488.33	488.33	501.33	501.33			
501.33	523.00	523.00	523.00	531.00	531.00	531.00	534.67	534.67	534.67			
534.67	534.67	534.67	542.67	542.67	542.67	542.6666667	542.6666667					
542.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667					
552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	552.6666667	557.6666667	557.6666667					
557.6666667	557.6666667	557.6666667	557.6666667	557.6666667	557.6666667	567.6666667	567.6666667					
567.6666667	567.6666667	567.6666667	567.6666667	567.6666667	567.6666667	567.6666667	567.6666667					
567.6666667												
2	365.33	365.33	365.33	387.67	387.67	387.67	425.00	425.00	425.00	471.00		
471.00	471.00	506.33	506.33	506.33	554.67	554.67	554.67	601.33	601.33			
601.33	606.67	606.67	606.67	615.00	615.00	615.00	644.67	644.67	644.67			
644.67	644.67	644.67	652.67	652.67	652.67	652.6666667	652.6666667					
652.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667					
662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	662.6666667	667.6666667	667.6666667					
667.6666667	667.6666667	667.6666667	667.6666667	667.6666667	667.6666667	677.6666667	677.6666667					
677.6666667	677.6666667	677.6666667	677.6666667	677.6666667	677.6666667	677.6666667	677.6666667					
677.6666667												
3	251.33	251.33	251.33	301.67	301.67	301.67	329.33	329.33	329.33	332.00		
332.00	332.00	337.00	337.00	337.00	366.67	366.67	366.67	379.00	379.00			
379.00	398.33	398.33	398.33	434.67	434.67	434.67	444.67	444.67	444.67			
444.67	444.67	444.67	452.67	452.67	452.67	452.6666667	452.6666667					
452.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667					
462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	462.6666667	467.6666667	467.6666667					
467.6666667	467.6666667	467.6666667	467.6666667	467.6666667	467.6666667	477.6666667	477.6666667					
477.6666667	477.6666667	477.6666667	477.6666667	477.6666667	477.6666667	477.6666667	477.6666667					
477.6666667												
4	900.00	900.00	900.00	925.00	925.00	925.00	915.67	915.67	915.67	963.00		
963.00	963.00	980.33	980.33	980.33	998.67	998.67	998.67	1021.67	1021.67			



1021.67	1035.00	1035.00	1035.00	1056.00	1056.00	1056.00	1076.67	1076.67	
1076.67	1076.67	1076.67	1076.67	1084.67	1084.67	1084.67	1084.666667		
1084.666667	1084.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667		
1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1094.666667	1099.666667		
1099.666667	1099.666667	1099.666667	1099.666667	1099.666667	1099.666667	1099.666667	1109.666667		
1109.666667	1109.666667	1109.666667	1109.666667	1109.666667	1109.666667	1109.666667	1109.666667		
1109.666667	1109.666667								
5	1524.33	1524.33	1524.33	1562.67	1562.67	1562.67	1581.00	1581.00	1581.00
1508.00	1508.00	1508.00	1419.00	1419.00	1419.00	1395.67	1395.67	1395.67	
1543.00	1543.00	1543.00	1590.33	1590.33	1590.33	1612.67	1612.67	1612.67	
1701.67	1701.67	1701.67	1701.67	1701.67	1701.67	1709.67	1709.67	1709.67	
1709.666667	1709.666667	1709.666667	1709.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	
1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	1719.666667	
1724.666667	1724.666667	1724.666667	1724.666667	1724.666667	1724.666667	1724.666667	1724.666667	1724.666667	
1734.666667	1734.666667	1734.666667	1734.666667	1734.666667	1734.666667	1734.666667	1734.666667	1734.666667	
1734.666667	1734.666667	1734.666667							
6	833.33	833.33	833.33	1000.00	1000.00	1000.00	1166.67	1166.67	1166.67
1333.33	1333.33	1333.33	1500.00	1500.00	1500.00	1666.67	1666.67	1666.67	
1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	
1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1674.67	1674.67	1674.67
1674.666667	1674.666667	1674.666667	1674.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	
1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	
1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	
1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	
1699.666667	1699.666667	1699.666667							
7	833.33	833.33	833.33	1000.00	1000.00	1000.00	1166.67	1166.67	1166.67
1333.33	1333.33	1333.33	1500.00	1500.00	1500.00	1666.67	1666.67	1666.67	
1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	
1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1666.67	1674.67	1674.67	1674.67
1674.666667	1674.666667	1674.666667	1674.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	
1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	1684.666667	
1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	1689.666667	
1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	1699.666667	

TABLE FMAXDISMK(R,M) MAXIMUM NATURAL GAS DISTRIBUTED FROM THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M(extracción procesada por día dispuesta para la venta)

	1	2	3	4	5	6	7
1	550	650	450	1100	1750	1700	1700
2	550	650	450	1100	1750	1700	1700;

TABLE FCWELL(I,P) UNIT FIXED COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P (MILLONES DE DÓLARES) 60 mdd por pozo:21 pozos por ubicación

	1
1	1000
2	1250
3	1250
4	1250
5	1250
6	1250
7	1250
8	1250



9	1250
10	1250
11	1250
12	1250
13	1250
14	1250
15	1250
16	1250 ;

TABLE FCPIWPC(I,R) UNIT FIXED COST FOR PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R(1ELA)(2EMV)MILLONES DE DOLARES

	1	2
1	3	6
2	3	6
3	3	6
4	3	6
5	3	6
6	3	6
7	3	6
8	3	6
9	8	5
10	8	5
11	8	5
12	8	5
13	8	5
14	8	5
15	8	5
16	8	5;

TABLE FCPIDM(R,M) UNIT FIXED COST FOR PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M (MILLONES DE DÓLARES)

	1	2	3	4	5	6	7
1	37.579	75.158	75.158	112.736	112.736	150	150
2	37.579	75.158	75.158	112.736	112.736	150	150;

TABLE VCWELL(I,P) UNIT VARIABLE COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P

	1
1	42
2	42
3	42
4	42
5	42
6	42
7	42
8	42
9	42
10	42
11	42
12	42
13	42
14	42



15 42
16 42 ;

TABLE VCPIWEPC(I,R) UNIT VARIABLE COST FOR PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

	1	2
1	.35	.7
2	.35	.7
3	.35	.7
4	.35	.7
5	.35	.7
6	.35	.7
7	.5	.6
8	.5	.6
9	.55	.5
10	.55	.5
11	1.6	1.5
12	1.6	1.5
13	1.6	1.5
14	1.6	1.5
15	3.2	3.0
16	3.2	3.0;

TABLE VCPIDIM(R,M) UNIT VARIABLE COST FOR PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M (MILLONES DE DÓLARES)

	1	2	3	4	5	6	7
1	180.902	232.331	410.526	57.068	469.399	232.331	469.399
2	106.466	178.196	424.060	50.977	398.799	178.196	398.799;

TABLE VCPUWEPC(I,R) COSTO VARIABLE DE BOMBEO ENTRE POZO-WELLPAD-PLANTA PROCESADORA

	1	2
1	.35	.35
2	.35	.35
3	.35	.35
4	.35	.35
5	.35	.35
6	.35	.35
7	.5	.5
8	.5	.5
9	.55	.55
10	.55	.55
11	1.6	1.6
12	1.6	1.6
13	1.6	1.6
14	1.6	1.6
15	3.2	3.2
16	3.2	3.2 ;

TABLE VCPUPPCM(R,M) COSTO VARIABLE DE BOMBEO PLANTA PROCESADORA-MERCADO

	1	2	3	4	5	6	7
--	---	---	---	---	---	---	---



1	1.809022556	2.323308271	4.105263158	5.706766917	4.693984962	2.323308271
	4.693984962					
2	1.964661654	1.781954887	4.240601504	5.097744361	3.987969925	1.781954887
	3.987969925;					

PARAMETER CAPCOSTWELLMAX(I) MAXIMUM CAPITAL COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P

/1	2000
2	2000
3	2000
4	2000
5	2000
6	2000
7	2000
8	2000
9	2000
10	2000
11	2000
12	2000
13	2000
14	2000
15	2000
16	2000/;

TABLE CAPCOSTPIWELLPCMAX(I,R) MAXIMUM CAPITAL COST FOR PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R -> AUMENTAR

	1	2
1	4	5
2	4	5
3	4	5
4	4	5
5	4	5
6	4	5
7	6	7
8	6	7
9	7	6
10	7	6
11	18	17
12	18	17
13	18	17
14	18	17
15	34	32
16	34	32;

TABLE CAPCOSTPIDISMKMAX(R,M) MAXIMUM CAPITAL COST FOR PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M

	1	2	3	4	5
1	200	250	430	80	490
2	220	270	450	90	500;



PARAMETERS FMAXPC(R) MAXIMUM NATURAL GAS IN THE WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MCF PER DAY) (+000)

- /1 1.5E+10
- *2 3.92E+10/;
- 2 2E+10/;

PARAMETERS FMAX(P) MAXIMUM CONTENT OF SHALE GAS IN THE WELL PAD (MCF en la reserva)

- /1 2260000000000000000
- *2 2260000000000000/;

PARAMETERS VP(T) PRESENT VALUE COST FACTOR OVER PERIOD TIME T (discount rate 0.08-0.20)

- /1 0.1667
- 2 0.1667
- 3 0.1667
- 4 0.1528
- 5 0.1528
- 6 0.1528
- 7 0.1404
- 8 0.1404
- 9 0.1404
- 10 0.1294
- 11 0.1294
- 12 0.1294
- 13 0.1196
- 14 0.1196
- 15 0.1196
- 16 0.115
- 17 0.115
- 18 0.115
- 19 0.11
- 20 0.11
- 21 0.11
- 22 0.105
- 23 0.105
- 24 0.105
- 25 0.1
- 26 0.1
- 27 0.1
- 28 0.095
- 29 0.095
- 30 0.095
- 31 0.092
- 32 0.092
- 33 0.092
- 34 0.09
- 35 0.09
- 36 0.09
- 37 0.089
- 38 0.089
- 39 0.089
- 40 0.087



41 0.087
 42 0.087
 43 0.085
 44 0.085
 45 0.083
 46 0.083
 47 0.083
 48 0.081
 49 0.081
 50 0.081
 51 0.079
 52 0.079
 53 0.079
 54 0.077
 55 0.077
 56 0.077
 57 0.075
 58 0.075
 59 0.075
 60 0.073
 61 0.073
 62 0.073
 63 0.071/;

PARAMETERS NMAXWELL(P) MAXIMUM WELLS IN THE WELL-PAD P

/1 20
 2 20/;

PARAMETERS FCPC(R) UNIT FIXED COST FOR PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

/1 420000000
 2 800000000/;

PARAMETERS VCPC(R) UNIT VARIABLE COST IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

/1 .156
 2 0.2/;

PARAMETERS CAPCOSTPCMAX(R) MAXIMUM CAPITAL COST IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R (MILLONES DE DÓLARES)

/1 50000000
 2 60000000/;

VARIABLE

TOTCAPPC TOTAL CAPITAL FIXED COST

TOTOPCOST TOTAL OPERATION COST

SALES TOTAL SALES

NPVPROFIT VALUE NET PRESENT PROFIT

FWELLTOT SUMA DE FLUJO TOTAL DEL POZO I EN LA PLANTA PROCESADORA R EN TODOS LOS TIEMPOS T;

POSITIVE VARIABLES

FWELL(I,P,T) NATURAL GAS EXTRACTED FROM WELL I IN THE WELL-PAD P OVER PERIOD TIME T



F(I,P,R,T) NATURAL GAS FROM WELL I IN THE WELL-PAD P TO THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R OVER TIME PERIOD T
 FINPC(R,T) NATURAL GAS INLET INTO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT P OVER TIME PERIOD T
 FOUTPC(R,T) NATURAL GAS OUTLET OF PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R OVER TIME PERIOD T
 FDISMK(R,M,T) NATURAL GAS DISTRIBUTED FROM THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT P TO THE MARKET M OVER PERIOD TIME T
 FMK(M,T) NATURAL GAS DISTRIBUTED IN THE MARKET M OVER PERIOD TIME T
 FWELLCAP(I,P) NATURAL GAS CAPACITY IN THE WELL I IN THE WELL-PAD P
 FINPCCAP(R) NATURAL GAS CAPACITY INLET INTO THE COMPRESSION UNIT-PROCESSING PLANT R
 FPCPIPECAP(I,P,R) NATURAL GAS CAPACITY FROM WELL I IN THE WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 FDISMKPIPECAP(R,M) NATURAL GAS CAPACITY FROM THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M
 CAPCOSTWELL(I,P) CAPITAL COST FOR WELL I IN THE WELL-PAD P
 CAPCOSTCP(R) CAPITAL COST FOR THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 CAPCOSTPIPEWELLPC(I,P,R) CAPITAL COST ASSOCIATED TO PIPES USED FOR NATURAL GAS FROM WELL I EN THE WELL-PAD P TO TO THE PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 CAPCOSTPIPEDISMK(R,M) CAPITAL COST ASSOCIATED TO THE PIPES USED FOR NATURAL GAS FROM PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M;

BINARY VARIABLES

YWELL(I,P,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF WELL I IN THE WELL-PAD P OVER TIME PERIOD T
 YPC(R,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF THE PROCESSING PLANT-COMPRESSING UNIT R OVER TIME PERIOD T
 YPIWELLPC(I,P,R,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF PIPES IN WELL I FROM WELL-PAD P TO PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R
 YPIPCMK(R,M,T) BINARY VARIABLE ASSOCIATED TO THE EXISTENCE OF PIPES IN PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT R TO MARKET M;

EQUATIONS

EQ1(I,P,T) BALANCE IN WELLS,
 EQ2(R,T) BALANCE IN THE INLET OF PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT,
 EQ3(R,T) BALANCE IN THE OUTLET OF PROCESSING PLANT-COMPRESSION UNIT
 EQ4(R,T) DISTRIBUCIÓN DE GAS SHALE AL MERCADO,
 EQ5(M,T) FLUJO TOTAL DE GAS SHALE EN EL MERCADO,
 EQ6(M,T) DEMANDA MÁXIMA DE GAS EN EL MERCADO,
 EQ7(P,T) MAXIMUM NUMBER OF WELLS PER ZONE OVER A TIME PERIOD,
***DISJUNCTIVE MODEL TO DETERMINE THE EXISTENCE OF THE WELLS
 EQ8(I,P,T) RESTRICT THE EXTRACTED AMOUNT OF GAS IN EACH WELL,
 EQ9(I,P,T) CAPITAL COST FOR EACH WELL TO RESTRICT THE EXTRACTED AMOUNT OF GAS IN EACH WELL,
 EQ10(I,P) REFORMULATION DISJUNCTIVE EXPRESION FOR WELLS,
 EQ11(I,P,T,TP) (ord(TP)LT ord(T)) REFORMULATION DISJUNCTIVE EXPRESION FOR WELLS,
 EQ12(I,P,T,TP) (ord(TP)GT ord(T+TOP)) REFORMULATION DISJUNCTIVE EXPRESION FOR WELLS,
 EQ13(I,P,T,TP) (ord(TP)E ord(T)) REFORMULATION DISJUNCTIVE EXPRESION FOR WELLS,
 EQ14(I,P,T,TP) (ord(TP)E ord(T+1)) REFORMULATION DISJUNCTIVE EXPRESION FOR WELLS,
 EQ14a(I,P,T,TP)
 EQ14b(I,P,T,TP)
 EQ14c(I,P,T,TP)
 EQ14d(I,P,T,TP)



- EQ14e(I,P,T,TP)
 EQ14f(I,P,T,TP)
 EQ14g(I,P,T,TP)
 EQ14h(I,P,T,TP)
 EQ14i(I,P,T,TP)
 EQ14j(I,P,T,TP)
 EQ14k(I,P,T,TP)
 EQ14l(I,P,T,TP)
 EQ14m(I,P,T,TP)
 EQ14n(I,P,T,TP)
 EQ14o(I,P,T,TP)
 EQ14p(I,P,T,TP)
 EQ14q(I,P,T,TP)
 EQ14r(I,P,T,TP)
 EQ14s(I,P,T,TP)
 EQ15(I,P,T,TP) (ord(TP)E ord(T+TOP)) REFORMULATION DISJUNCTIVE EXPRESION FOR WELLS,
 EQ16(R,T) LIMITAR LA CAPACIDAD DE FLUJO A PROCESAR EN LA PC,
 EQ16a(I,P,T) CAPITAL COST FOR THE WELLS,
****DISJUNCTIVE MODEL TO DETERMINE THE EXISTENCE OF THE PROCESSING UNIT
 EQ17(R) DAR VALOR A LA EXISTENCIA DE LA PC A TRAVÉS DE LA VARIABLE BNARIA,
 EQ18(R,T,TP) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS A PROCESAR EN PARA LA EXISTENCIA DE LA PC,
 EQ20(R,T) VALOR AL COSTO CAPITAL DE LA PC EN CASO DE EXISTIR,
****DISJUNCTIVE MODEL TO DETERMINE THE EXISTENCE OF THE DISTRIBUTION NETWORK
**SHALE GAS DISTRIBUTION FROM WELL-PAD TO PROESSING UNITS
 EQ21(I,P,R,T) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS DE ACUERDO A LA CAPACIDAD MÁXIMA EN LA PC,
 EQ22(I,P,R,T) LIMITAR LA CAPACIDAD EN TUBERÍAS,
 EQ23(I,P,R) EXISTENCIA DE TUBERIAS DE POZO A PLANTA PROCESADORA,
 EQ24(I,P,R,T,TP) RESTRINGIR EL FLUJO DE GAS EN LAS TUBERIAS DEL POZO A LA PC,
 EQ26(I,P,R,T) COSTO CAPITAL DE LA TIBERÍA DE POZO A LA PC,
**NATURAL GAS DISTRIBUTION FROM PROCESSING UNITS TO THE MARKETS
 EQ27(R,M,T) LIMITAR EL FLUJO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL MERCADO DE ACUERDO A LA DEMANDA MÁXIMA POR ZONA,
 EQ28(R,M,T) LIMITAR EL LA CAPACIDAD DE LAS TUBERÍAS PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO DE GAS EN EL MERCADO,
 EQ29(R,M) VALOR A LA VARIABLE BINARIA PARA LA EXISTENCIA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CERO A UNO,
 EQ30(R,M,T,TP) RESTRINGIR LA DISTRIBUCIÓN DE GAS EN EL MERCADO DE ACUERDO A LA DEMANDA SI EXISTE,
 EQ32(R,M,T) COSTO CAPITAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN EL MERCADO,
 EQ33 COSTO CAPITAL TOTAL AL VALOR PRESENTE,
 EQ34 COSTO DE OPERACIÓN TOTAL AL VALOR PRESENTE,
 EQ35 VENTAS TOTALES AL VALOR PRESENTE,
 EQ36 VALOR PRESENTE NETO-FUNCIÓN OBJETIVO,
 PRODUCTION TOTAL DE FLUJO POR POZO;
MODEL
 EQ1(I,P,T).. $FWELL(I,P,T)=E=SUM((R),F(I,P,R,T));$
 EQ2(R,T).. $FINPC(R,T)=E=SUM((I),SUM((P),F(I,P,R,T)));$
 EQ3(R,T).. $FOUTPC(R,T)=E=BPROC*FINPC(R,T);$
 EQ4(R,T).. $FOUTPC(R,T)=E=SUM((M),FDISMK(R,M,T));$
 EQ5(M,T).. $FMK(M,T)=E=SUM((R),FDISMK(R,M,T));$
 EQ6(M,T).. $FMK(M,T)=L=FDMK(M,T);$



EQ7(P,T).. $SUM((I),YWELL(I,P,T))=L=NMAXWELL(P);$
 DISJUNCTIVE MODEL TO DETERMINE THE EXISTENCE OF THE WELLS
 EQ8(I,P,T).. $FWELL(I,P,T)=L=FMAX(P);$
 EQ9(I,P,T).. $FWELLCAP(I,P)=G=FWELL(I,P,T);$
 EQ10(I,P).. $SUM(T,YWELL(I,P,T))=E=1;$
 EQ11(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP)LT ORD(T))..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ12(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) GT (ORD(T)+ TOP))..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ13(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T))..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT1(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+1)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT2(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14a(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+2)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT3(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14b(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+3)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT4(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14c(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+4)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT5(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14d(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+5)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT6(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14e(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+6)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT7(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14f(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+7)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT8(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14g(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+8)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT9(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14h(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+9)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT10(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14i(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+10)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT11(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14j(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+11)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT12(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14k(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+12)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT13(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14l(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+13)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT14(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14m(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+14)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT15(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14n(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+15)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT16(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14o(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+16)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT17(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14p(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+17)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT18(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14q(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+18)..$
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT19(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14r(I,P,T,TP) $\$(ORD(TP) EQ ord(T)+19)..$



$FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT20(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ14s(I,P,T,TP)\$ (ORD(TP) EQ ord(T)+20)..
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLT21(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ15(I,P,T,TP)\$ (ORD(TP) EQ ord(T)+TOP)..
 $FWELL(I,P,TP)=L=FWELLTOP(I)+FMAX(P)*(1-YWELL(I,P,T));$
 EQ16(R,T).. $FINPCCAP(R)=G=FINPC(R,T);$
 EQ16a(I,P,T).. $CAPCOSTWELL(I,P)=G=KFT*VP(T)*(FCWELL(I,P)+VCWELL(I,P)*(FWELLCAP(I,P)))-$
 $CAPCOSTWELLMAX(I)*(1-YWELL(I,P,T));$
****DISJUNCTIVE MODEL TO DETERMINE THE EXISTENCE OF THE PROCESSING UNIT
 EQ17(R).. $SUM((T),YPC(R,T))=E=1;$
 EQ18(R,T,TP)\$ (ORD(TP) LT ORD(T))..
 $FINPC(R,TP)=L=FMAXPC(R)*(1-YPC(R,T));$
 EQ20(R,T).. $CAPCOSTCP(R)=G=KFT*VP(T)*(FCPC(R)+VCPC(R)*(FINPCCAP(R)))-CAPCOSTPCMAX(R)*(1-$
 $YPC(R,T));$
****DISJUNCTIVE MODEL TO DETERMINE THE EXISTENCE OF THE DISTRIBUTION NETWORK
**SHALE GAS DISTRIBUTION FROM WELL-PAD TO PROESSING UNITS
 EQ21(I,P,R,T).. $F(I,P,R,T)=L=FMAXPC(R);$
 EQ22(I,P,R,T).. $FPCPIPECAP(I,P,R)=G=F(I,P,R,T);$
 EQ23(I,P,R).. $SUM((T),YPIWELLPC(I,P,R,T))=E=1;$
 EQ24(I,P,R,T,TP)\$ (ORD(TP) LT ORD(T))..
 $F(I,P,R,TP)=L=FMAXPC(R)*(1-YPIWELLPC(I,P,R,T));$
 EQ26(I,P,R,T).. $CAPCOSTPIPEWELLPC(I,P,R)=G=KFT*VP(T)*(FCPIWPC(I,R)+VCPIWPC(I,R)*FPCPIPECAP(I,P,R))-$
 $CAPCOSTPIPEWELLPCMAX(I,R)*(1-YPIWELLPC(I,P,R,T));$
**NATURAL GAS DISTRIBUTION FROM PROCESSING UNITS TO THE MARKETS
 EQ27(R,M,T).. $FDISMK(R,M,T)=L=FMAXDISMK(R,M);$
 EQ28(R,M,T).. $FDISMKPIPECAP(R,M)=G=FDISMK(R,M,T);$
 EQ29(R,M).. $SUM((T),YIPCMK(R,M,T))=E=1;$
 EQ30(R,M,T,TP)\$ (ORD(TP) LT ORD(T))..
 $FDISMK(R,M,TP)=L=FMAXDISMK(R,M)*(1-YIPCMK(R,M,T));$
 EQ31(R,M,T,TP,TOP)\$ (ORD(TP) LT (ORD(T)+ORD(TOP)))..
 $FDISMK(R,M,TP)=L=FMAXDISMK(R,M)*(1-YIPCMK(R,M,T));$
 EQ32(R,M,T).. $CAPCOSTPIPEDISMK(R,M)=G=KFT*VP(T)*(FCPIDM(R,M)+VCPIDIM(R,M)*FDISMKPIPECAP(R,M))-$
 $CAPCOSTPIDISMKMAX(R,M)*(1-YIPCMK(R,M,T));$
 EQ33..
 $TOTCAPP=E=SUM((I),SUM((P),CAPCOSTWELL(I,P)))+SUM((R),CAPCOSTCP(R))+SUM((I),SUM((P),SUM((R),CAPCOSTPI$
 $PEWELLPC(I,P,R)))+SUM((R),SUM((M),CAPCOSTPIPEDISMK(R,M)));$
 EQ34..
 $TOTOPCOST=E=SUM((I),SUM((P),SUM((T),KOT*VCWELL(I,P)*FWELL(I,P,T)))+SUM((R),SUM((T),KOT*VCPC(R)*FINPC$
 $(R,T)))+SUM((I),SUM((P),SUM((R),SUM((T),KOT*VCPWPC(I,R)*F(I,P,R,T)))+SUM((R),SUM((M),SUM((T),KOT*VCPUP$
 $PCMK(R,M)*FDISMK(R,M,T))));$
 EQ35..
 $SALES=E=SUM((M),SUM((T),KOT*VCGAS(T)*1000*FMK(M,T)));$
 EQ36..
 $NPVPROFIT=E=SALES-TOTCAPP-TOTOPCOST;$
 PRODUCTION..
 $SUM((I,P,T),FWELL(I,P,T))=E=FWELLTOT;$
 MODEL wellTiempos /ALL/;
 FWELLTOT.LO=10;
 wellTiempos.OptFile=1;
 wellTiempos.nodlim=1000;
 SOLVE wellTiempos USING MIP MAXIMAZING NPVPROFIT;