

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

**Facultad de Ingeniería Química
División de Estudios de Posgrado**



**Maestría en Ciencias en
Ingeniería Química**



**PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL SISTEMA
NACIONAL DE GAS NATURAL TOMANDO EN CUENTA
FUENTES NO CONVENCIONALES**

Tesis Presentada Por:

I.Q. Esbeydi Villicaña García

**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. José María Ponce Ortega

Morelia, Mich., Febrero 2019

ABSTRACT

This work presents an optimization model for the strategic planning to satisfy the national demands of natural gas considering unconventional extraction such as shale gas, offshore extraction and conventional ways to produce associated and non-associated natural gas using enhanced gas recovery systems, as well as importation. The model incorporates a multi-objective optimization strategy to obtain trade-offs between economic, environmental and health issues. A case study from Mexico is presented to show the applicability of the proposed approach to satisfy the increasing national demand of natural gas through different extraction ways. Furthermore, in this study, economic, environmental and health factors are evaluated to select the best option. The economic factors consider costs associated with the production and treatment of natural gas, the used fresh water and the costs that involve the transportation of natural gas from its point of extraction to final markets. Regarding to the environmental impact, the fresh water consumption and CO₂ emissions are incorporated. The occupational health of the involved processes in the production of natural gas is also evaluated, this because workers are continuously exposed to hazardous substances that can cause long-term damage. Results show that it is possible to decrease imports to satisfy the national demands for natural gas only with their own resources, and taking care for the economic, environmental and health issues. By maximizing Profit, 65.9% is satisfied through the production of shale gas and the rest is satisfied by the other extraction processes without using importation; this scenario represents a Profit of 1.58×10^{10} \$/y, 22.774 total MMmetric ton CO₂e/y and 36.576 MMm³/y for consumed fresh water.

Keywords: Strategic planning; Natural gas; Unconventional sources; Fresh water; CO₂ emissions; Occupational health.

RESUMEN

Este trabajo presenta un modelo de optimización de la planificación estratégica para satisfacer las demandas nacionales de gas natural considerando formas no convencionales de extracción tales como el gas shale y la extracción en aguas profundas, así como maneras convencionales para producir gas natural asociado y no asociado utilizando mejoras en los sistemas de recuperación además de considerar la importación. El modelo incorpora una estrategia de optimización multi-objetivo para obtener diferentes compensaciones entre cuestiones económicas, ambientales y referentes a la salud ocupacional. Se presenta un caso de estudio de México para demostrar la aplicabilidad del enfoque propuesto para satisfacer la creciente demanda nacional de gas natural a través de las diferentes maneras de extracción. Además, en el presente trabajo se evalúan factores económicos, ambientales y de salud para seleccionar la mejor opción. Los factores económicos considerados se asocian a la producción y tratamiento del gas natural, al costo de agua fresca utilizada y los costos que involucran el transporte del gas natural desde el punto de extracción hasta el mercado final. Respecto al impacto ambiental se considera el consumo de agua fresca y las emisiones de CO₂ generadas. También se evalúa la salud ocupacional involucrada a los procesos de producción de gas natural, esto debido a que los trabajadores se exponen continuamente a sustancias peligrosas que pueden causar daños a largo plazo. Los resultados muestran que es posible disminuir las importaciones al utilizar los propios recursos del país para satisfacer las demandas de gas natural tomando en cuenta aspectos económicos, ambientales y de salud. Al maximizar el Profit, el 65.9% se satisface a través de la producción de gas shale y el resto se satisface con las demás maneras de extracción sin importación; este escenario representa un Profit de 1.58×10^{10} \$/y, 22.774 total MMmetric ton CO₂e/y y 36.576 MMm³/y de agua fresca consumida.

Palabras clave: Planificación estratégica, Gas natural, Fuentes no convencionales, Agua Fresca, Emisiones de CO₂, Salud Ocupacional.

ÍNDICE

NOMENCLATURA.....	6
INTRODUCCIÓN.....	17
MARCO TEÓRICO.....	18
Gas shale.....	18
Extracción offshore.....	20
Recuperación mejorada de petróleo (pozos agotados)	23
Salud ocupacional.....	25
Optimización.....	26
ANTECEDENTES.....	26
HIPÓTESIS.....	30
OBJETIVOS.....	30
Objetivo general.....	30
Objetivos particulares.....	30
JUSTIFICACIÓN.....	31
METODOLOGÍA.....	31
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	32
SUPERESTRUCTURA.....	34
MODELO MATEMÁTICO.....	35
Gas shale.....	35
Offshore.....	39
Extracción convencional (gas natural asociado).....	40
Extracción convencional (gas natural no asociado).....	42

Importación.....	43
Petróleo.....	43
Gas natural total.....	45
Profit.....	47
Agua total.....	47
Emisiones totales.....	47
Salud ocupacional.....	48
Función Objetivo	48
CASO DE ESTUDIO.....	50
Metodología del cálculo para la salud ocupacional	50
RESULTADOS.....	58
Metodología de Multi-stakeholder.....	60
CONCLUSIONES.....	66
REFERENCIAS.....	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Extracción gas shale.....	20
Figura 2. Extracción offshore.....	21
Figura 3. Clasificación de las plataformas móviles.....	22
Figura 4. Sección transversal que ilustra cómo el CO ₂ y el agua pueden usarse para limpiar el petróleo residual de una formación de roca entre pozos.....	25
Figura 5. Planteamiento del problema.....	32
Figura 6. Superestructura.....	34
Figura 7. Solución extremo para cada objetivo.....	62

Figura 8. Resultados del enfoque multi-stakeholder.....	63
Figura 9. Casos seleccionados en el análisis multi-stakeholder.....	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Penalización para las actividades y operación.....	52
Tabla 2. Penalización por las condiciones de proceso y propiedades de material.....	53
Tabla 3. Matriz de clasificación para las enfermedades profesionales.....	54
Tabla 4. Resultados del índice PRHI para los diferentes procesos considerados para la obtención del gas natural.....	56
Tabla 5. Resultados al optimizar los diferentes objetivos de manera separada.....	59
Tabla 6. Soluciones extremo para implementar el enfoque de multi-stakeholder.....	61
Tabla 7. Resultados para la solución compromiso.....	61
Tabla 8. Resultados de la optimización multi-stakeholder con diferentes ponderaciones.....	64
Tabla 9. Casos seleccionados para una mejor solución del multi-stakeholder.....	65

NOMENCLATURA

Conjuntos

- E Conjunto que representa los diferentes procesos de extracción ($e|e=\text{shale, offshore, asociado, no asociado}$)
- F Conjunto para los campos de extracción gas shale ($f|f=1,\dots,F$)
- FCA Conjunto de campos para gas natural convencional asociado ($fca|fca=1,\dots,FCA$)
- FCN Conjunto de campos para gas natural convencional no asociado ($fcn|fcn=1,\dots,FCN$)
- FO Conjunto de campos offshore ($fo|fo=1,\dots,FO$)
- M Conjunto para indicar el mercado al cual está dirigida la producción ($m|m=1,\dots,M$)
- P Conjunto de los diferentes proveedores de gas natural ($p|p=1,\dots,P$)
- T Conjunto de los periodos de tiempo en años ($t|t=1,\dots,T$)

Variables

- $Cost^{cea-prod}$ Costo para la producción de gas natural mediante extracción convencional asociado
- $Cost^{cenoa-prod}$ Costo para la producción de gas natural mediante extracción convencional no asociado
- $Cost^{fresh-acon}$ Costo de agua fresca para extracción convencional asociado
- $Cost^{fresh-nacon}$ Costo de agua fresca para extracción convencional no asociado
- $Cost^{fresh-shale}$ Costo de agua fresca para la extracción de gas shale
- $Cost^{imp}$ Costo de gas natural importado
- $Cost^{off-prod}$ Costo para la producción del gas natural mediante extracción offshore
- $Cost^{pet}$ Costo para la producción de petróleo
- $Cost^{shale-prod}$ Costo para la producción de gas shale
- $Cost^{seawater}$ Costo de agua de mar para extracción offshore

$Cost^{transp-ng}$	Costo de transporte de gas natural
$Cost^{transp-pet}$	Costo de transporte de petróleo
$Cost^{treatment-cea}$	Costo de tratamiento para el gas natural en extracción convencional asociado
$Cost^{treatment-off}$	Costo de tratamiento para el gas natural y el agua involucradas en la extracción offshore
$Cost^{treatment-shale}$	Costo de tratamiento para el gas shale obtenido y el agua
$E_{f,e,t}$	Emisiones de CO ₂ generadas en gas shale, offshore, producción asociada y no asociada
$E_{p,t}^{imp}$	Emisiones de CO ₂ durante la importación de gas natural
F_t^{PET}	Flujo de petróleo total
$F_{fca,t}^{cea-pet}$	Flujo de petróleo obtenido por extracción convencional asociado
$F_{fca}^{cea-pet-cap}$	Capacidad requerida de petróleo en extracción convencional asociado
$f_{fca,m,t}^{cea-pet-m}$	Flujo de petróleo obtenido por extracción convencional asociado dirigido a los diferentes mercados
$F_{fo,t}^{off-pet}$	Flujo de petróleo obtenido por extracción offshore
$F_{fo}^{off-pet-cap}$	Capacidad requerida de petróleo en extracción offshore
$f_{fo,m,t}^{off-pet-m}$	Flujo de petróleo obtenido por extracción offshore dirigido a los diferentes mercados
$G_{f,e,t}$	Flujo de gas natural producido en extracción de gas shale, offshore, asociado y no asociado
$G_{f,e}^{cap}$	Capacidad requerida de gas natural en producción de gas shale, offshore, asociado y no asociado

$G_{fca,t}^{cea}$	Flujo total de gas natural mediante extracción convencional asociada
$G_{fca}^{cea-cap}$	Capacidad requerida de gas natural en extracción convencional asociada
$g_{fca,t}^{cea-nt}$	Flujo de gas natural mediante extracción convencional asociada sin utilizar ninguna tecnología
$g_{fca,t}^{cea-dci}$	Flujo de gas natural mediante extracción convencional asociada utilizando inyección de CO ₂
$g_{fca,t}^{cea-hi}$	Flujo de gas natural mediante extracción convencional asociada utilizando inyección de calor
$G_{f,e,t}^t$	Flujo de gas natural tratado obtenido en producción de gas shale, offshore, asociado y no asociado
$G_{fca,t}^{cea-t}$	Flujo total de gas natural mediante extracción convencional asociado tratado
$g_{f,m,t}^{t-m}$	Flujo de gas natural dirigido a los diferentes mercados que es obtenido por extracción de gas shale, offshore, asociado y no asociado
$G_{fcn,t}^{cenoa}$	Flujo total de gas natural mediante extracción convencional no asociada
$G_{fcn}^{cenoa-cap}$	Capacidad requerida de gas natural en extracción convencional no asociada
$G_{p,t}^{imp}$	Flujo total de gas natural importado
$g_{p,m,t}^{imp-m}$	Flujo de gas natural importado dirigido a los diferentes mercados
$G_{fo,t}^{off}$	Flujo total de gas natural mediante offshore
$G_{fo}^{off-cap}$	Capacidad requerida en extracción offshore
$G_{fo,t}^{off-t}$	Flujo total de gas natural mediante offshore tratado

$G_{f,t}^{shale}$	Flujo total de gas shale obtenido
$G_f^{shale-cap}$	Capacidad requerida de gas shale
$G_{f,t}^{shale-CO_2}$	Flujo de gas shale obtenido mediante inyección de CO ₂
$G_{f,t}^{shale-t}$	Flujo de gas shale total tratado
$G_{f,t}^{shale-water}$	Flujo de gas shale obtenido mediante inyección de agua
HD	Daño a la salud
$Profit$	Ganancias
$Sale^{NG}$	Venta del gas natural
$Sale^{PET}$	Venta de petróleo
TAC	Costo total anual
TE	Emisiones totales
TFW	Agua fresca total
$W_{f,e,t}$	Flujo de agua necesaria en la producción de gas shale, gas natural a partir de la extracción offshore, asociado y no asociado
$W_{f,e}^{cap}$	Capacidad requerida de agua en la producción de gas shale, offshore, asociado y no asociado
$W_{fca,t}^{fresh-acon}$	Flujo de agua fresca necesaria para extracción convencional asociada
$W_{fca}^{fresh-acon-cap}$	Capacidad requerida de agua para extracción convencional asociada
$W_{fcn,t}^{fresh-nacon}$	Flujo de agua fresca necesaria para extracción convencional no asociada
$W_{fcn}^{fresh-nacon-cap}$	Capacidad requerida de agua para extracción convencional no asociada

$W_{fo,t}^{off-treat}$	Flujo de agua tratada para extracción de gas natural mediante offshore
$W_{fo,t}^{sea-off}$	Flujo de agua de mar necesaria para la extracción de gas natural mediante offshore
$W_{fo}^{sea-off-cap}$	Capacidad requerida de agua de mar en offshore
$W_{f,t}^{shale}$	Flujo total de agua necesaria para la extracción de gas shale
$W_f^{shale-cap}$	Capacidad requerida de agua para en gas shale
$W_{f,t}^{shale-CO_2}$	Flujo de agua requerido para extracción de gas shale utilizando inyección de CO ₂
$W_{f,t}^{shale-t}$	Flujo de agua total tratada para extracción de gas shale
$W_{f,t}^{shale-water}$	Flujo de agua requerido en extracción de shale gas sin utilizar ninguna tecnología

Variables binarias

$y_{fca}^{cea-pet}$	Variable binaria para activar flujo de petróleo en extracción convencional asociado
$y_{f,e}^g$	Variable binaria para activar el flujo total de gas natural mediante la producción de shale gas, offshore, asociado y no asociado
$y_{fo}^{off-pet}$	Variable binaria para activar flujo de petróleo en extracción offshore
$y_{f,e}^w$	Variable binaria para activar el flujo de agua fresca en la producción de shale, offshore, asociado y no asociado

Parámetros

a^{sf}	Costo fijo unitario para agua fresca en gas shale
a^{shale}	Costo fijo unitario para extracción de gas shale

$a^{tgshale}$	Costo fijo unitario para tratamiento de gas shale
$a^{twshale}$	Costo fijo unitario para tratamiento de agua requerida en extracción de gas shale
b^{sf}	Costo variable unitario para agua fresca en gas shale
b^{shale}	Costo variable unitario para extracción de gas shale
$b^{tgshale}$	Costo variable unitario para tratamiento de gas shale
$b^{twshale}$	Costo variable unitario para tratamiento de agua requerida en extracción de gas shale
c^{sf}	Exponente para tener en cuenta las economías de escala para agua fresca en shale gas
c^{shale}	Exponente para tener en cuenta las economías de escala para extracción de gas shale
$c^{tgshale}$	Exponente para tener en cuenta las economías de escala para tratamiento de gas shale
$c^{twshale}$	Exponente para tener en cuenta las economías de escala para tratamiento de agua requerida en extracción de gas shale
$d_{fca,m}^{cea}$	Distancia desde el punto de extracción convencional asociado hasta el mercado
$d_{fcn,m}^{cenoa}$	Distancia desde el punto de extracción convencional no asociado hasta el mercado
$d_{p,m}^{imp}$	Distancia desde el punto de importación hasta el mercado
$d_{fo,m}^{off}$	Distancia desde el puerto en extracción offshore hasta el mercado
$d_{fo,m}^{off-sea}$	Distancia desde el punto de extracción offshore hasta el puerto

$d_{f,m}^{shale}$	Distancia desde el punto de extracción de gas shale hasta el mercado
$F_{fca,t}^{cea-pet-MAX}$	Máximo flujo de petróleo disponible en extracción convencional asociada
$F_{fo,t}^{off-pet-MAX}$	Máximo flujo de petróleo disponible en yacimientos offshore
G_t^{NG}	Flujo de total de gas natural total requerido
$G_{f,e,t}^{MAX}$	Máximo flujo de gas natural disponible en extracción de gas shale, offshore, asociado y no asociado
I^{cea}	Factor de daño a la salud para la extracción convencional de gas natural asociado
I^{cenoa}	Factor de daño a la salud para la extracción convencional de gas natural no asociado
I^{imp}	Factor de daño a la salud para la importación de gas natural
I^{off}	Factor de daño a la salud para la producción de gas natural en plataformas marítimas
I^{shale}	Factor de daño a la salud para la producción de gas shale
k_F	Factor utilizado para anualizar la inversión
UOC_{fca}^{cca}	Costo de operación unitario para producción de gas natural mediante extracción convencional asociado sin utilizar ninguna tecnología de recuperación
$UOC_{fca}^{cca-dci}$	Costo de operación unitario para producción de gas natural mediante extracción convencional asociado utilizando inyección de CO ₂
UOC_{fca}^{cea-hi}	Costo de operación unitario para producción de gas natural mediante extracción convencional asociado utilizando inyección de calor

$UOC_{fca}^{cea-pet}$	Costo de operación unitario para petróleo obtenido por extracción convencional asociado
UOC_{fca}^{cea-t}	Costo de operación unitario para tratamiento de gas natural producido en extracción convencional asociado
UOC_{fcn}^{cenoa}	Costo de operación unitario para producción de gas natural mediante extracción convencional no asociado
UOC_f^{fresh}	Costo de operación unitario referente al agua fresca necesaria en gas shale
$UOC_{fca}^{fresh-acon}$	Costo de operación unitario del agua para extracción convencional asociado
$UOC_{fcn}^{fresh-nacon}$	Costo de operación unitario del agua para extracción convencional no asociado
UOC_{fo}^{goff}	Costo de operación unitario para la extracción de gas natural mediante extracción offshore
UOC_p^{imp}	Costo de operación unitario para importación
UOC_{fo}^{off}	Costo de operación unitario del tratamiento de gas natural mediante extracción offshore
$UOC_{fo}^{off-pet}$	Costo de operación unitario para petróleo obtenido por extracción offshore
$UOC_{fo}^{seawater}$	Costo de operación unitario del agua de mar para extracción offshore
$UOC_f^{shale-CO_2}$	Costo de operación unitario para la extracción de gas shale por inyección CO_2
$UOC_f^{shale-water}$	Costo de operación unitario para la extracción de gas shale por inyección agua
$UOC_f^{treat-shale}$	Costo de operación unitario para el tratamiento de gas shale

$UOC_f^{\text{treat-water}}$	Costo de operación unitario para el tratamiento de agua en extracción del gas shale
$UOC_{fo}^{\text{water-off}}$	Costo de operación unitario para tratamiento de agua en la extracción offshore
US_t^{NG}	Precio de venta unitario del gas natural
US_t^{PET}	Precio de venta unitario del petróleo
$UTC_{fca,m}^{\text{cca}}$	Costo de transporte unitario de gas natural por extracción convencional asociado
$UTC_{fcn,m}^{\text{cnoa}}$	Costo de transporte unitario de gas natural por extracción convencional no asociado
$UTC_{p,m}^{\text{imp}}$	Costo de transporte unitario de gas natural importado
$UTC_{fo,m}^{\text{off}}$	Costo de transporte unitario de gas natural por extracción offshore
$UTC_{fo}^{\text{off-sea}}$	Costo de transporte marítimo unitario de gas natural por extracción offshore
$UTC_{fca}^{\text{p-cca}}$	Costo de transporte unitario de petróleo por extracción convencional asociado
$UTC_{fo}^{\text{p-off}}$	Costo de transporte unitario de petróleo por extracción offshore
$UTC_{fo}^{\text{p-off-sea}}$	Costo de transporte unitario marítimo de petróleo por extracción offshore
$UTC_{f,m}^{\text{tran-shale}}$	Costo de transporte unitario de gas shale
$W_{f,e,t}^{\text{MAX}}$	Máximo flujo de agua disponible para la producción de gas shale, offshore, gas natural asociado y no asociado
α^{cca}	Factor de agua necesaria por gas natural obtenido mediante extracción convencional asociado sin utilizar ninguna tecnología

$\alpha^{\text{cea-dci}}$	Factor de agua necesario por gas natural obtenido mediante extracción convencional a través de inyección de CO ₂
$\alpha^{\text{cea-hi}}$	Factor de agua necesario por gas natural obtenido mediante extracción convencional a través de inyección de vapor
α^{cenoa}	Factor de agua necesaria por gas natural obtenido mediante extracción convencional no asociado
α^{off}	Factor de agua necesaria por gas natural obtenido mediante extracción offshore
α^{shale}	Factor de agua necesaria por gas shale obtenido sin utilizar ninguna tecnología
$\alpha^{\text{shale-CO}_2}$	Factor de agua necesario por gas shale obtenido utilizando inyección de CO ₂
β_e	Factor de emisiones en la extracción de gas shale, offshore, gas natural asociado y no asociado
β^{imp}	Factor de emisiones en importación
β_e^t	Factor de emisiones en el tratamiento de gas natural obtenido a partir de gas shale, offshore, asociado y no asociado
$\gamma^{\text{cea-pet}}$	Factor de producción de petróleo por gas natural obtenido en extracción convencional asociado
$\gamma^{\text{off-pet}}$	Factor de producción de petróleo por gas natural obtenido en extracción offshore
δ^{off}	Factor de recuperación en el tratamiento de agua requerida para extracción offshore de gas natural
δ^{shale}	Factor de recuperación en el tratamiento de agua requerida para extracción de gas shale
θ^{cea}	Factor de recuperación en el tratamiento del gas natural por extracción convencional asociado

θ^{off} Factor de recuperación en el tratamiento del gas natural obtenido por offshore

θ^{shale} Factor de recuperación en el tratamiento del gas shale extraído

PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL SISTEMA NACIONAL DE GAS NATURAL TOMANDO EN CUENTA FUENTES NO CONVENCIONALES

INTRODUCCION

La forma convencional para extraer combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural y gas licuado de petróleo) pronto estará llegando a su fin debido a la explotación incontrolada de dichas fuentes. Se sabe que el gas natural es la fuente de energía más limpia ya que posee como características principales una baja emisión de gases de efecto invernadero y una nula generación de desechos peligrosos (Comimsa, 2000). El gas natural se extrae directamente de yacimientos subterráneos donde puede encontrarse sólo o mezclado con petróleo (gas asociado). Sin embargo, a pesar de que la fuente convencional de extracción del gas natural de manera vertical es más fácil y barata, se ha buscado otra alternativa para la perforación de pozos con la intención de extraer una mayor cantidad de dicho gas. Es por eso que se ha tenido la necesidad de investigar formas no convencionales para la extracción del gas natural, como lo es el gas shale o la extracción offshore. El gas shale es un tipo de gas natural que se encuentra atrapado en rocas sedimentarias de grano muy fino formadas a partir de materiales orgánicos. El interior rocoso del shale presenta baja permeabilidad, lo que impide su ascenso a la superficie e implica que los hidrocarburos no puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías, entre ellas está la fracturación hidráulica. Por otro lado, la exploración en el mar (offshore) o producción en aguas profundas, cuyas dificultades y costos son muy superiores a la exploración habitual en tierra, ha sido la manera en la cual se concentra cada vez más la exploración actual. Las dificultades de producción en muchos mares son extremadamente altas y es por ello que se considera como una forma no convencional.

Una vez concluidas las grandes instalaciones en tierra y/o las plataformas marinas, comienza la producción. El crudo sale porque está a presión y esa presión empuja hacia arriba a una cierta velocidad, que va descendiendo a medida que se va vaciando. Una vez que la presión baja, es necesario buscar algún mecanismo que ayude a elevar la producción, como lo son las *enhanced oil recovery* o *enhanced gas recovery*.

Distintos enfoques para la planificación estratégica para satisfacer las demandas nacionales de gas natural no han considerado simultáneamente los recursos convencionales

y no convencionales con implicaciones económicas, ambientales (asociadas a las emisiones y al agua usada) y de salud para un análisis apropiado. Estos son puntos importantes que deben ser estudiados para la planificación correcta para satisfacer las demandas nacionales de gas natural para cualquier país, ya que están intrínsecamente relacionados. Por lo tanto, este trabajo presenta un modelo matemático general para lograr la independencia energética de un país aprovechando sus propias reservas de combustibles fósiles mediante el uso de métodos de extracción no convencional, como el gas shale, la extracción en aguas profundas (offshore) y considerando formas convencionales para producir gas natural con las que el país ya cuente. Así mismo, en este trabajo se trata el nexo entre los daños al medio ambiente y la salud junto con las implicaciones económicas; así mismo, el modelo busca reducir el consumo de agua dulce y la generación de emisiones de CO₂, considerando la configuración que represente el menor daño para los trabajadores debido a las sustancias peligrosas presentes en los procesos de extracción y producción. Debe destacarse que ninguno de los enfoques anteriores ha considerado la salud ocupacional de los trabajadores para determinar la mejor solución. En los diferentes métodos de obtención y producción de gas natural, los trabajadores involucrados están expuestos a sustancias químicas peligrosas que a largo plazo pueden llegar a ser altamente dañinas a la salud. Además, en este documento se presenta un nuevo enfoque para la compensación de los objetivos contradictorios considerados para obtener soluciones óptimas. En el caso de México, los resultados muestran que al usar gas shale, se evita la dependencia con otro país, pero el daño a la salud de los trabajadores es el más alto; de esta manera, los tomadores de decisiones deben intercambiar sus propias prioridades y en este sentido seleccionar la mejor solución.

MARCO TEÓRICO

Gas shale

La obtención del gas shale se considera “no convencional” ya que el gas se encuentra dentro de una formación de shale (esquisto) en lugar de estar en una capa de piedra caliza. Es por ello que los métodos de extracción para este tipo de gas requieren que sean más complejos y técnicamente más avanzados. Su composición es parecida a la del gas natural (hasta 97% metano) que proviene de yacimientos convencionales, contiene metano (75-95%)

y nitrógeno, en ocasiones poca cantidad de etano, propano, gases nobles, oxígeno y óxido de carbono.

Para extraer el gas shale se hace mediante el proceso llamado *fracking*, el cual es una fracturación hidráulica y consiste en provocar grietas en el subsuelo a grandes profundidades (**Figura 1**), en donde el gas se encuentra atrapado y de esta manera se logra que la roca madre (pizarras y esquisto) se fracture. Estas fracturas se realizan mediante explosivos o con inyección a alta presión de medios líquidos hidráulicos (Comimsa, 2000). La fracturación hidráulica requiere que las perforadoras bombeen grandes cantidades de agua mezclada con arena y otros compuestos (aproximadamente a 10,000 psi) para fracturar la formación de esquisto y crear caminos que conecten el gas con el pozo. Esto permite que el gas natural fluya libremente hacia arriba. Una vez que el proceso es completado y se libera la presión del pozo, aproximadamente un tercio del agua sale del pozo, esta corriente de retorno debe ser tratada para remover químicos y minerales. Los pozos horizontales requieren de 3-5 millones de galones para la fracturación hidráulica, mientras que las extracciones convencionales a una profundidad similar requerirían 1 millón de galones de agua. Esa gran cantidad de agua es debida a la profundidad que tienen los pozos horizontales y además la cantidad requerida para extraer el gas de una roca con baja permeabilidad (EPA, 2011).

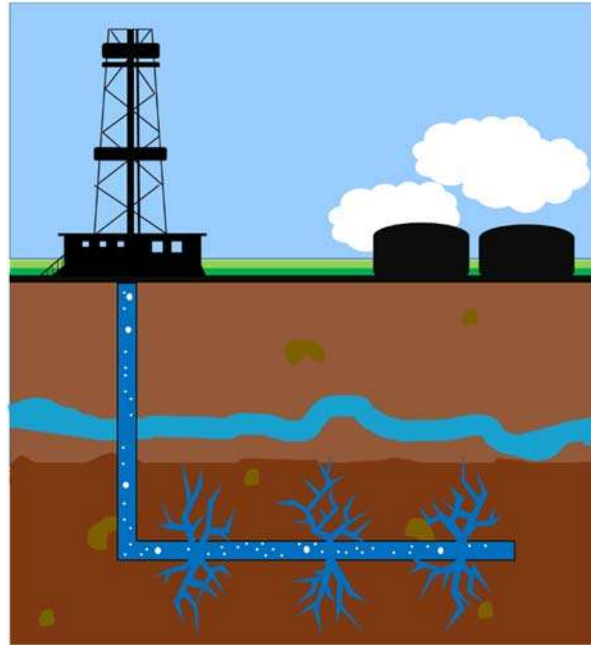


Figura 1. Extracción gas shale

Extracción offshore

Otra manera de obtener petróleo es mediante la extracción del combustible que está bajo el océano (**Figura 2**). Se debe explorar la zona para asegurar que existe petróleo en dicho lugar. Para perforar los pozos exploratorios se deben construir plataformas móviles que puedan moverse fácilmente de una zona de perforación a otra. Existen dos tipos básicos de plataformas móviles (**Figura 3**), las que son soportadas del fondo y las que flotan. Las que están soportadas en el fondo incluyen las sumergibles y las *jackups*. Las unidades flotantes incluyen las plataformas de barcasas interiores, barcos de perforación, barcasas en forma de buques y semi-sumergibles. Las unidades de perforación con soporte en el fondo se usan típicamente cuando la perforación ocurre en aguas poco profundas.



Figura 2. Extracción offshore

Los sumergibles son plataformas de perforación montadas en barcazas que son remolcadas al sitio de perforación y hundidas hasta el fondo. Existen dos tipos comunes de plataformas sumergibles: la barcaza y el tipo de botella. Los jackups son plataformas de perforación montadas que tienen patas extensibles que se retraen durante el transporte. En el sitio de perforación, las patas se extienden hasta el fondo marino. A medida que las piernas continúan extendiéndose, el casco de la barcaza se eleva por encima del agua. Las plataformas de jackup se pueden usar en aguas de hasta 300 ft de profundidad. Hay dos tipos básicos de jackups: pierna columnar y pierna abierta. Las unidades de perforación flotante se usan típicamente cuando la perforación ocurre en aguas poco profundas y en lugares lejos de la costa.

Las unidades semi-sumergibles son capaces de soportar mares agitados con mínimas tendencias de balanceo y lanzamiento. Las semi-sumergibles son plataformas de perforación montadas en casco que flotan en la superficie del agua cuando están vacías. En el sitio de perforación, los cascos se inundan y se hunden a cierta profundidad de bajo de la superficie del agua. Cuando los cascos están completamente sumergidos, la unidad es estable y no es susceptible al movimiento de las olas debido a su bajo centro de gravedad. La unidad está amarrada con anclas al fondo marino. Los semi-sumergibles se utilizan comúnmente para los

proyectos de la perforación en el mar del norte y el océano atlántico en su parte norte. Hay dos tipos de plataformas semi-sumergibles: tipo botella y columna estabilizada.

Los buques de perforación y las gabarras en forma de buque son embarcaciones equipadas con plataformas de perforación que flotan en la superficie del agua. Estos buques mantienen la posición por encima del sitio de perforación mediante anclas en el fondo marino o el uso de hélices montadas hacia adelante, hacia popa y en ambos lados del buque. Los buques de perforación y las barcasas en forma de buques son susceptibles al movimiento de las olas ya que flotan en la superficie del agua y, por lo tanto, no son adecuados para su uso en mares fuertes (Reilly y col., 1993).

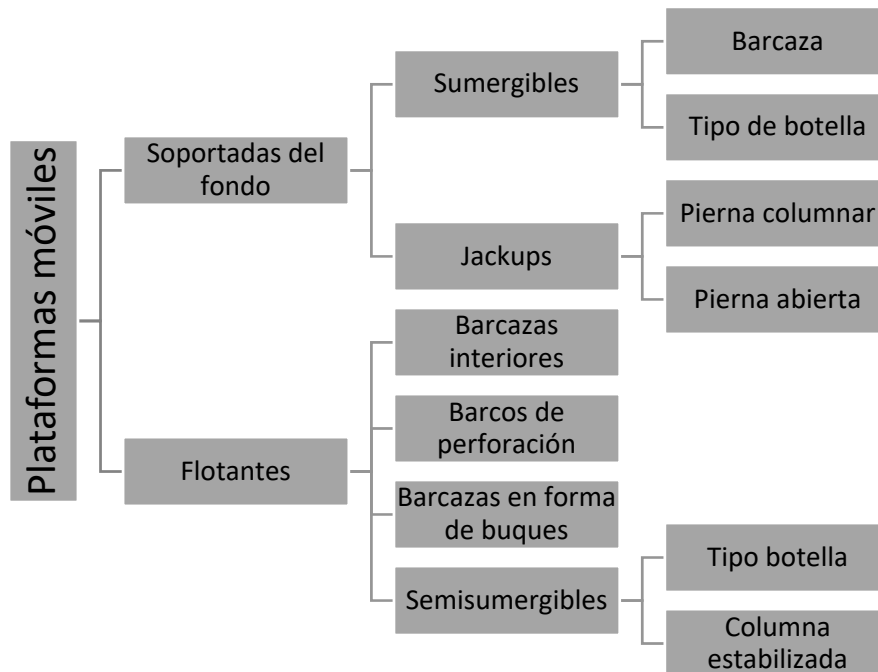


Figura 3. Clasificación de las plataformas móviles

El tipo de plataforma dependerá de la profundidad del agua y de la lejanía de la costa. Los procesos que se llevan a cabo son la extracción del fluido, este fluido producido a partir de los depósitos de petróleo consiste en petróleo, gas natural y agua salada o salmuera. Las propiedades físicas y químicas del petróleo pueden variar extensamente, puede ser desde materiales ligeros como la gasolina (gasolinas naturales) a materiales asfálticos pesados y viscosos.

El siguiente proceso es la finalización que incluye la colocación y cementación de la carcasa de producción, empacar el pozo e instalar la tubería de producción. Se instala equipo en el pozo que pueda extraer los hidrocarburos de la reserva. Después esta la separación del fluido, en la superficie los constituyentes del fluido son separados: gas del líquido, el petróleo del agua, los sólidos de los líquidos por lo que se debe hacer un tratamiento al petróleo. Además, el tratamiento que se le debe dar al pozo es para estimular el proceso y con eso mejorar la productividad del petróleo o del gas. Las operaciones de “workover” son desarrolladas en un pozo para mejorar o restaurar la productividad, evaluar la formación o abandonar un pozo.

Las condiciones de trabajo en las profundidades son extremas por las bajas temperaturas y las altas presiones. Con el fin de minimizar los riesgos en actividades tales como fondeos, construcciones, inspección, reparación y mantenimiento suelen emplearse robots.

Recuperación mejorada de petróleo (pozos agotados)

El desarrollo y producción de petróleo crudo en los yacimientos de Estados Unidos incluye tres fases distintas: recuperación primaria, secundaria y terciaria (o mejorada). Durante la recuperación primaria, la presión natural del depósito o la gravedad del pozo combinado con técnicas de elevación artificial (bombas) provocan que el petróleo fluya a la superficie. Pero sólo alrededor del 10% del petróleo original del yacimiento es recuperado a partir de la recuperación primaria. Las técnicas de recuperación secundaria prolongan la vida productiva que es a partir de la inyección de agua o gas que desplaza el petróleo y lo conduce al pozo de producción, lo que da como resultado la recuperación de 20 a 40% del petróleo original del lugar. Sin embargo, aunque se recupere fácilmente cierta cantidad de petróleo de los yacimientos, se han investigado y desarrollado técnicas terciarias o de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) que ofrecen perspectivas de producir del 30 al 60% del petróleo original (ver **Figura 4**). Se han encontrado tres categorías principales de EOR que tienen éxito comercial:

- Recuperación térmica. Implica la introducción de calor, tal como la inyección de vapor para disminuir la viscosidad, o hacer “delgado” el petróleo viscoso y pesado,

esto mejora su capacidad de fluir a través del depósito. Las técnicas térmicas representan más del 40% de la producción en Estados Unidos de EOR.

- Inyección de gas. Utiliza el gas natural, el nitrógeno o el dióxido de carbono u otros gases que se expanden en un depósito para empujar el petróleo adicional hacia un pozo de producción que se disuelven en el petróleo para disminuir su viscosidad y mejorar su caudal. Esta técnica representa un 60% de producción de EOR en Estados Unidos.
- Inyección química. Implica el uso de moléculas de cadena larga (polímeros) que aumentan la efectividad de los flujos de agua o el uso de tensoactivos de tipo detergente para ayudar a disminuir la tensión superficial que a menudo impide que las gotas de petróleo se muevan a través de un depósito. Estas técnicas representan alrededor del 1% de la producción estadounidense de EOR.

Pero cada una de estas técnicas se ha visto obstaculizada por su coste relativamente elevado y, en algunos casos, por la impredecibilidad de su eficacia (U. S. Department of Energy, 2017).

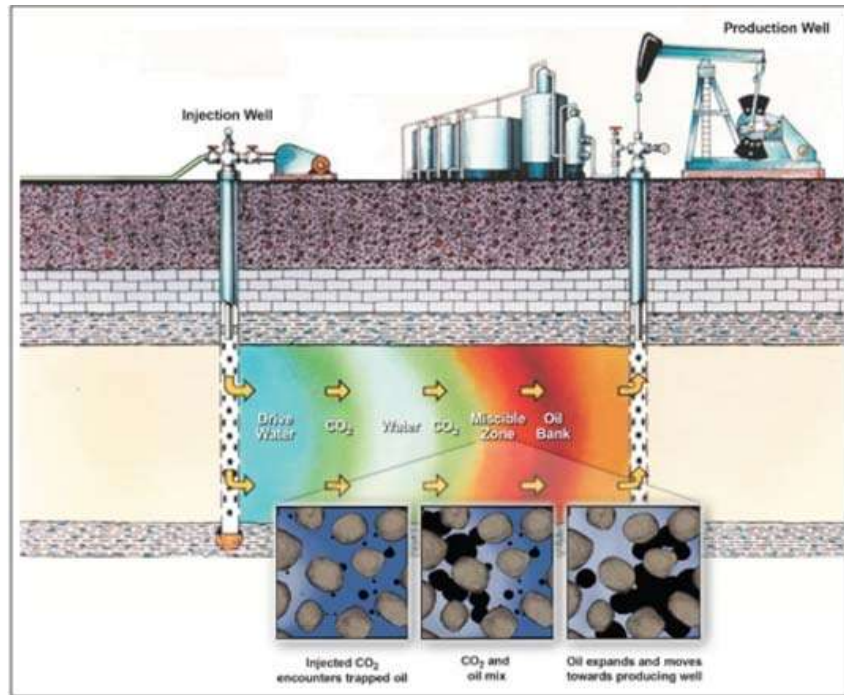


Figura 4. Sección transversal que ilustra cómo el CO₂ y el agua pueden usarse para limpiar el petróleo residual de una formación de roca entre pozos

Sin embargo, estos métodos poseen sus propios riesgos inherentes, además de los costos, las vías químicas a través de los cuales estos productos se generan a menudo utilizan productos químicos tóxicos, como el óxido de etileno en la producción de surfactantes no iónicos. Además, los productos pueden dañar el medio ambiente, especialmente cuando están presentes con petróleo (Patel y col., 2015).

Salud ocupacional

Según la organización mundial de la salud (OMS, 2017), la salud ocupacional es una actividad multidisciplinaria que promueve y protege la salud de los trabajadores, la cual busca controlar los accidentes y las enfermedades mediante la reducción de las condiciones de riesgo. Las personas económicamente activas pasan aproximadamente una tercera parte de su tiempo en el lugar de trabajo. Las condiciones de empleo y de trabajo tienen efectos considerables sobre la equidad en materia de salud. Los riesgos para la salud en el lugar de trabajo, incluidos el calor, el ruido, el polvo, los productos químicos peligrosos, las máquinas inseguras y el estrés psicosocial provocan enfermedades ocupacionales y pueden agravar otros problemas de salud. Las enfermedades respiratorias crónicas, los trastornos del aparato

locomotor, las pérdidas de audición provocadas por el ruido y los problemas de la piel son las enfermedades ocupacionales más comunes. Ahora bien, sólo una tercera parte de los países tienen programas para abordar estas cuestiones. Sin embargo, existen intervenciones eficaces para prevenir las enfermedades ocupacionales, en las que se incluyen, el aislamiento de las fuentes de contaminación, la ventilación, el control de ruido, la sustitución de productos químicos peligrosos, el mejoramiento del mobiliario y la organización del trabajo.

Optimización

Optimización es el uso de métodos específicos para determinar la solución más rentable y eficiente para un problema o diseño para un proceso. Esta técnica es una de las principales herramientas cuantitativas en la toma de decisiones industriales. A través de la optimización se pueden resolver una amplia variedad de problemas en el diseño, construcción, operación y análisis de plantas químicas (así como de muchos otros procesos industriales). La optimización se ocupa en seleccionar la mejor alternativa entre un sistema entero mediante métodos cuantitativos eficientes. Las computadoras y el software asociado hacen que los cálculos necesarios sean factibles y rentables. Sin embargo, para obtener información útil al utilizar computadoras se requiere: (1) un análisis crítico del proceso o diseño, (2) una visión sobre cuáles son los objetivos que se deben lograr y (3) el uso de experiencias pasadas, a veces llamado juicio de ingeniería (Edgar y col., 1988).

ANTECEDENTES

Es importante considerar todos los impactos que conlleva la reducción referente al gas natural, en este sentido Rimos y col. (2014) consideraron el agotamiento de recursos y estimaron los costos e impactos asociados. Sabo y col. (2011) utilizaron modelos matemáticos lineales y no lineales para construir un sistema en línea para la gestión de la distribución de energía para gas, agua y electricidad. Bianco y col. (2014) encontraron que el consumo de gas natural se ve influenciado por el producto interno bruto per cápita, el precio del gas y la calefacción necesaria. Sin embargo, a pesar de que la extracción de gas natural de manera convencional (vertical) es más fácil y más barata, se han reportado formas no convencionales para la perforación de pozos con la intención de obtener gas natural adicional. En las últimas décadas, USA ha invertido en el desarrollo de reservas de gas natural que no se ha explotado anteriormente, el cual es el gas shale. La forma de extraer este tipo

de gas es mediante la perforación de distancias muy profundas (entre 1,000-5,000 m), primero verticalmente y luego horizontalmente, esto aumenta la permeabilidad del subsuelo y provoca que las grandes cantidades de gas atrapado en las rocas fluyan hacia la superficie. Por otro lado, es necesario analizar el efecto de la contaminación que se genera en la práctica para obtener gas shale. El líquido que se utiliza para la fractura contiene aproximadamente 98% de agua y arena para mantener abiertas las fracturas formadas, el 2% son productos químicos para lograr una distribución homogénea de la arena, facilitar el retroceso del fluido, inhibir la corrosión, limpiar los orificios y tubería, como antioxidante y biocida/bactericida (Comimsa, 2011). Este líquido de desecho, una vez que se ha utilizado en la extracción de gas, debe tratarse antes de descargarse o reutilizarse, pero existe la posibilidad de que ocurran diferentes accidentes, como la posible contaminación del suelo y el subsuelo debido a derrames y contaminación del aire por compuestos volátiles.

Se han analizado diversos trabajos referentes a la planificación estratégica del gas shale para satisfacer las demandas; en este sentido, Cafaro y Grossmann (2014) desarrollaron un modelo para determinar el diseño óptimo para una red de cadena de suministro de gas shale, donde se consideran la perforación de pozos, la fracturación hidráulica con un horizonte de planificación, así como el tamaño, ubicación, compresores y tuberías de las plantas de separación del gas. Gao y You (2015) propusieron un modelo para diseñar una cadena de suministro de gas de esquisto que considera el suministro de agua involucrado, así como los impactos económicos y ambientales. Es necesario tener en cuenta el agua fresca y el agua de retorno utilizada en la producción de gas shale; en este contexto, Yang y col. (2015) desarrollaron un modelo de programación matemática para determinar la ubicación y la capacidad del embalse, el tipo de tubería, la instalación del tratamiento y la tecnología de desalinización, así como la programación de la fracturación hidráulica y las fuentes para obtener agua fresca. Drouven y Grossman (2016) consideraron la planificación estratégica para las variaciones de la composición del gas shale y abordaron el problema del desarrollo del gas shale a largo plazo.

Como es de esperar, actualmente la mayoría de los países del mundo no cuentan con la infraestructura necesaria para la producción a gran escala de combustibles no convencionales (particularmente para el gas shale) debido a la complejidad de su producción, tratamiento y distribución. De esta manera, Arredondo-Ramírez y col. (2016) desarrollaron

un modelo matemático para determinar los escenarios óptimos de infraestructura, configuración y producción de gas shale, así como el tratamiento y la distribución de las redes de gas natural en un horizonte de tiempo específico. Además, Lira-Barragán y col. (2016) desarrollaron un modelo que minimiza los costos considerando los requisitos de agua, la capacidad del equipo para el tratamiento, almacenamiento y disposición final, así como la incertidumbre asociada con el flujo del agua de retorno. Carrero-Parreño y col. (2018) reportaron un modelo de planificación heurística para la gestión sostenible del agua en la industria del gas shale. Adicionalmente, Gao y You (2017) propusieron un modelo general para la optimización del ciclo de vida de manera económica y ambiental de las cadenas de suministro y los sistemas de productos. Sin embargo, no solo se debe considerar el gas shale o el petróleo shale como producto final, sino que también se deben investigar los productos que pueden obtenerse de ellos, en este sentido, Kilic y col. (2014) mostraron que la co-pirólisis del shale bituminoso y la biomasa podría ser una manera amigable para el medio ambiente para obtener productos de valor agregado, como diversos productos químicos o combustibles. Martínez-Gómez y col. (2017) propusieron un enfoque para optimizar las tecnologías de reforma incorporando aspectos económicos y de seguridad considerando el gas shale como materia prima.

Cabe señalar que una gran parte de las reservas de petróleo se encuentran debajo del mar. En México, más del 80% de la producción total del petróleo proviene del mar. Esta zona se encuentra en los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo e incluye aproximadamente 189,056 kilómetros cuadrados (PEMEX, 2017). Sin embargo, este método es muy desafiante, ya que no solo tiene que ver con extraer el petróleo a la superficie perforando en el mar sin tener visibilidad, sino que también evitando la contaminación del mar con hidrocarburos. La construcción de la infraestructura offshore da lugar a un problema de optimización muy complejo que implica decisiones de diseño y planificación, así como consideraciones comerciales; en este contexto, Van den Heever y col. (2000) propusieron un modelo disyuntivo con objetivos económicos complejos para la planificación de operaciones offshore. Además, Gupta y Grossman (2012) desarrollaron un modelo de programación matemática para optimizar el número de pozos que deben perforarse y la cantidad de gas y petróleo producido por cada pozo considerando la incertidumbre asociada. Bouejla y col. (2014) propusieron un enfoque para lidiar con la piratería en las operaciones offshore. Li y

col. (2016) reportaron la revisión de las situaciones actuales y los impactos de las operaciones en alta mar.

En cuanto deja de extraerse petróleo del pozo significa que se ha agotado. Sin embargo, existen varias técnicas de recuperación mejorada que estimulan el subsuelo, las cuales se conocen como Enhanced Oil Recovery (EOR) o Enhanced Gas Recovery (EGR), lo que provoca la liberación de petróleo o gas que se encuentra realmente en el depósito. A través de estas técnicas, se recupera del 20 al 60% del combustible original. En este sentido, Blunt y col. (1993) indicaron que cuando se usa agua para desplazar el petróleo, se obtiene una recuperación del 50% y después se puede utilizar CO₂ para obtener el resto; sin embargo, es más factible utilizar CO₂ porque proviene de fuentes renovables y es más barato. Muggeridge y col. (2014) analizaron las tecnologías EOR existentes y emergentes, como la inyección de agua con baja salinidad y la desviación profunda del flujo del reservorio, además de discutir su aplicación, limitaciones y centrándose en los avances recientes en la permeabilidad de las rocas. Por otro lado, Patel y col. (2015) desarrollaron un método que utiliza la biotecnología para mejorar la producción de crudo residual de pozos. Li y col. (2018) investigaron la producción de gas natural a partir de la fractura de depósitos rellenos de hidrato de metano mediante el método de reemplazo de CO₂.

Otro aspecto muy importante a considerar es la salud ocupacional, la cual se ocupa de todos los aspectos de salud y seguridad en el lugar de trabajo y tiene un fuerte enfoque en la prevención primaria de riesgos. La salud de los trabajadores tiene varios factores determinantes, incluidos los factores de riesgo en el lugar de trabajo que conducen a cánceres, accidentes, enfermedades musculoesqueléticas, enfermedades respiratorias, pérdida de la audición, enfermedades circulatorias, trastornos relacionados con el estrés y enfermedades transmisibles entre otros (WHO, 2018). Existen diferentes metodologías para evaluar el daño a la salud; Hassim y Edwards (Hassim, 2006) desarrollaron un índice para evaluar la salud tomando en cuenta la ruta del proceso, PRHI (Process Route Healthiness Index) para cuantificar los riesgos para la salud que podrían surgir de los procesos químicos y el objetivo es clasificar las rutas del proceso en función de ese aspecto ya que los trabajadores se encuentran expuestos en el lugar de trabajo. Sin embargo, Robson y col. (2006) presentaron los efectos del sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional (OHSMS, Occupational Health and Safety Management System) e investigaron la efectividad de las intervenciones

OHSMS obligatorias y voluntarias sobre la salud de los empleados y los resultados económicos asociados. El diseño inherentemente más seguro representa un enfoque fundamental para la seguridad de los procesos químicos, en lugar de aceptar riesgos en un proceso y luego agregar sistemas de seguridad y capas de protección a esos peligros, el diseñador del proceso se ve obligado a reconsiderar el proceso y eliminar los peligros. Si el diseñador no puede eliminar los peligros, el desafío es minimizarlos o reducirlos lo más posible modificando el proceso, en lugar de agregar capas externas de protección (Kletz, 2009).

HIPÓTESIS

A través del proceso de optimización desarrollada para la planificación estratégica de sistemas energéticos que involucran fuentes fósiles no convencionales y considerando la salud ocupacional de los procesos involucrados, se podrá planificar eficientemente los sistemas energéticos en un corto plazo para minimizar los costos, mejorar el ambiente y así mismo considerar la salud ocupacional de los trabajadores involucrados.

OBJETIVOS

Objetivo general

Desarrollar un modelo para evaluar la salud ocupacional en los diferentes procesos de extracción como lo es el gas shale, la extracción offshore, la extracción convencional asociada utilizando técnicas de recuperación mejorada, la extracción convencional no asociada y para importación de gas natural.

Objetivos particulares

Proponer un modelo de optimización que sea capaz de evaluar la salud ocupacional en los diferentes procesos para la obtención del gas natural.

Demostrar la aplicabilidad del modelo propuesto a través de un caso de estudio en México que satisfaga las necesidades de gas natural tomando en cuenta la salud, el ambiente y los costos asociados al problema.

JUSTIFICACIÓN

Más allá de los accidentes que pueden ocurrir en la extracción de combustibles por medios no convencionales como son el gas shale, la extracción offshore y a partir del uso de técnicas de recuperación mejorada de los yacimientos mediante extracción convencional para gas natural asociado y no asociado e incluso de importación del gas natural, es importante considerar la salud ocupacional del personal involucrado; esto porque los trabajadores no esperan que su trabajo derive en una enfermedad crónica. Ya que la mayoría del tiempo están expuestos a sustancias que son dañinas para su salud, ya sea por inhalación o por contacto en los ojos o piel y muy rara vez por ingesta, a partir de este análisis se buscará identificar los compuestos químicos que sean más dañinos al cuerpo, además de determinar qué parte de los procesos provocan daños a la salud (fugas en conexiones, válvulas, etc.). Este aspecto es muy importante estudiar debido a la alta peligrosidad que representan estos procesos.

METODOLOGÍA

Para el desarrollo del proyecto, se sigue una metodología que involucra diferentes puntos:

- Buscar información bibliográfica para entender conceptos básicos
- Determinar el problema de estudio para la aplicación del conocimiento obtenido
- Establecer una superestructura que tome en cuenta las diferentes maneras de extracción de combustible fósil
- Desarrollar un modelo matemático que involucre lo establecido en la superestructura
- Proponer el procedimiento para la evaluación de la salud ocupacional de la superestructura para la incorporación al modelo matemático
- Comprobar que el modelo es correcto
- Identificar variables y parámetros
- Programar el modelo matemático en el software GAMS
- Formular funciones objetivo de salud ocupacional, económico y ambiental
- Seleccionar un lugar de estudio con las características del problema que se abordó
- Recolectar información para los parámetros involucrados
- Obtener soluciones preliminares
- Verificar que las soluciones generadas sean factibles

- Analizar resultados
- Discutir resultados

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A lo largo de los años, la extracción convencional de combustibles fósiles ha ido disminuyendo pero las necesidades de energía cada vez van en aumento; es por ello que se han explorado diferentes formas no convencionales para la extracción de gas natural. Estas nuevas formas de extracción han considerado los costos y el daño ambiental principalmente asociado a las emisiones de CO₂, ya que el dióxido de carbono es el gas de efecto invernadero más importante de las actividades humanas (Smith, 1993), pero no se ha abordado adecuadamente las enfermedades crónicas causadas por los trabajadores y las implicaciones en el uso del agua fresca desde la etapa de planificación (**Figura 5**).

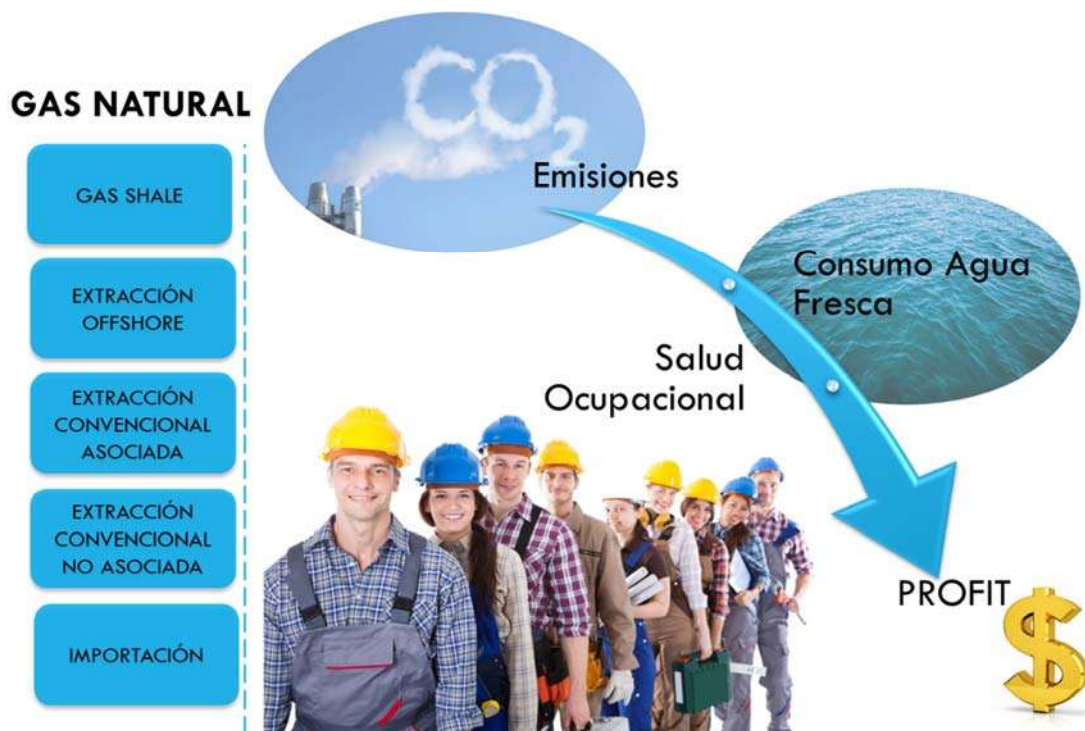


Figura 5. Planteamiento del problema

El problema puede establecerse de la siguiente manera. El objetivo es satisfacer las demandas nacionales de gas natural para un país determinado teniendo en cuenta las crecientes demandas y el agotamiento de los recursos disponibles. En este sentido, se consideran la extracción convencional sin utilizar ningún tipo de tecnología, usando

inyección de CO₂ y usando inyección de vapor, así como la extracción convencional de gas natural no asociado, extracción no convencional como lo es la extracción de gas shale y la producción en aguas profundas, además de considerar la importación de gas natural para satisfacer la demanda. El problema también considera la planificación estratégica asociada a la distribución del gas natural desde el punto de extracción hasta el mercado final y las emisiones generadas a través de la producción y el tratamiento del gas natural en las diferentes formas de extracción. Además, se considera la evaluación de la salud ocupacional en los procesos de extracción junto con los aspectos económicos y ambientales, ya que la mayoría de los trabajadores terminan su jornada laboral sin pensar en las enfermedades que pueden desarrollar debido a su continua exposición a sustancias peligrosas.

SUPERESTRUCTURA

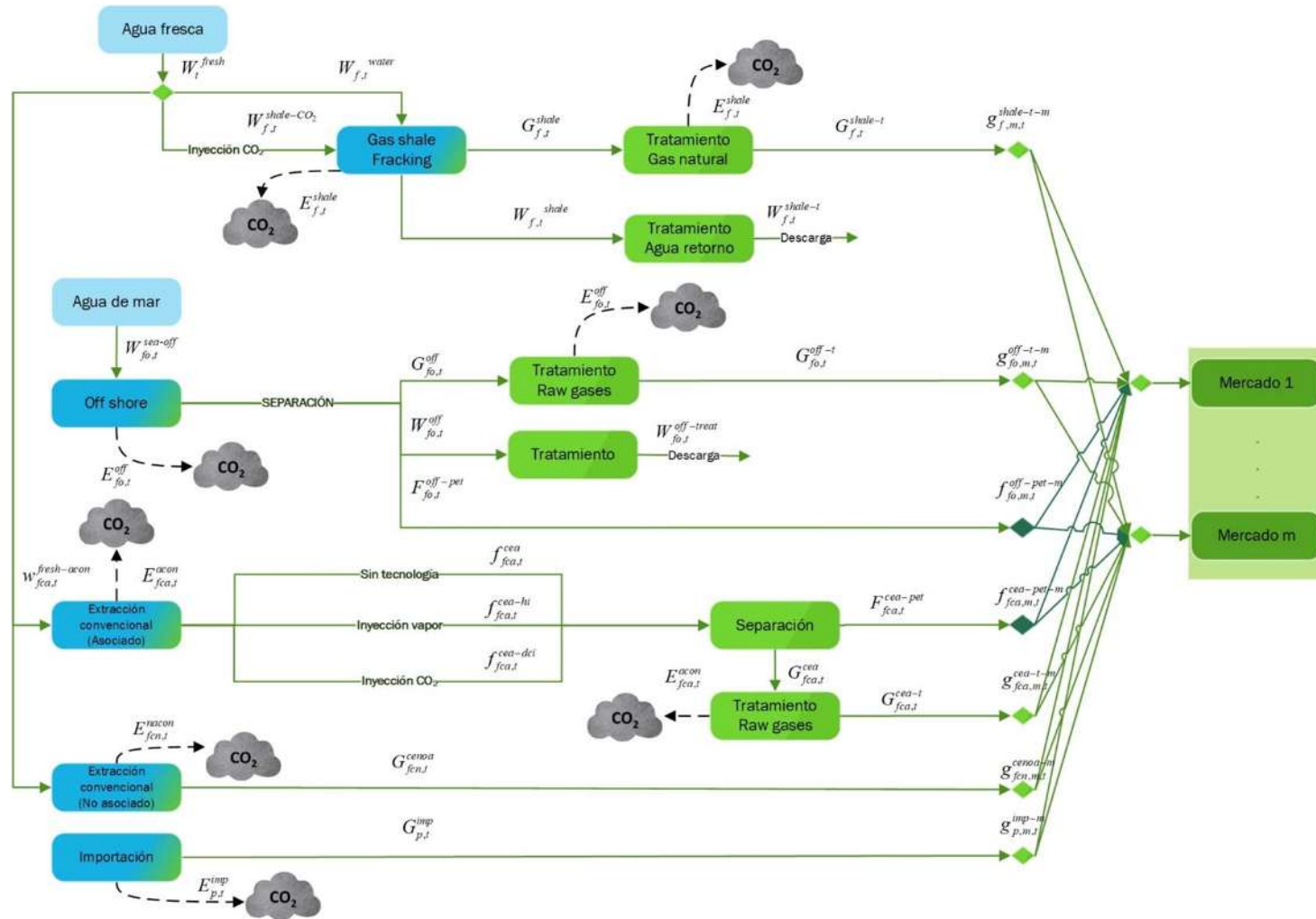


Figura 6. Superestructura

MODELO MATEMÁTICO

El modelo de programación matemática propuesto es general, se basa en la superestructura presentada en la **Figura 6** e involucra diferentes formas de extracción no convencional como el gas shale, la extracción offshore y formas convencionales por ejemplo, la extracción de depósitos asociados utilizando técnicas de recuperación mejoradas, la extracción convencional de depósitos no asociados e incluso la importación de gas natural. El agua fresca y el agua de mar se utilizan para perforar pozos y mantener la presión de los mismos para producir gas natural a través de los diferentes métodos de extracción. Según el tipo de extracción, el gas natural producido se separa y se somete a tratamiento para eliminar sustancias peligrosas para la salud. El gas natural obtenido por cada método de extracción se distribuye a los diferentes mercados. El modelo incluye los costos de producción de gas natural, agua fresca, tratamiento y transporte. Además, se considera la venta de petróleo obtenido en la extracción offshore y la extracción convencional asociada. Así, el modelo propuesto se presenta a continuación.

Gas shale

Gas shale producido

La extracción del gas shale ($G_{f,t}^{shale}$) se obtiene mediante la fractura del shale por medio de agua inyectada a grandes presiones al subsuelo ($G_{f,t}^{shale-water}$); sin embargo, no todo el gas natural que está en la roca de esquisto es extraída, es por eso que se utilizan metodologías mejoradas para la recuperación de ese gas, el método que se utiliza es el de la inyección de CO₂ al subsuelo para extraer ese gas natural atrapado ($G_{f,t}^{shale-CO_2}$):

$$G_{f,t}^{shale} = G_{f,t}^{shale-water} + G_{f,t}^{shale-CO_2}, \forall f, \forall t \quad (1)$$

Tratamiento de gas shale

Una vez que el gas shale es extraído, en la mayoría de ocasiones, el gas que se extrae está compuesto por sustancias tóxicas (H₂S) o también por componentes que pueden causar corrosiones, es por ello que se debe someter a un tratamiento; además de que al transportarlo y comercializarlo, se agregan compuestos (metil-mercaptano) para detectar fugas e impedir

combustión espontánea. Entonces, el gas natural tratado ($G_{f,t}^{shale-t}$) es igual a un factor de recuperación θ^{shale} multiplicado por el flujo de gas natural obtenido ($G_{f,t}^{shale}$):

$$G_{f,t}^{shale-t} = \theta^{shale} \cdot G_{f,t}^{shale}, \forall f, \forall t \quad (2)$$

Agua requerida

El agua que se requiere inyectar al pozo ($W_{f,t}^{shale-water}$) se determina de acuerdo a un factor (α^{shale}) que establezca los litros de agua necesaria por cada m³ de gas obtenido ($G_{f,t}^{shale-water}$); de forma similar para determinar el agua necesaria cuando se utiliza la inyección de CO₂ ($W_{f,t}^{shale-CO_2}$):

$$W_{f,t}^{shale-water} = \alpha^{shale} \cdot G_{f,t}^{shale-water}, \forall f, \forall t \quad (3)$$

$$W_{f,t}^{shale-CO_2} = \alpha^{shale-CO_2} \cdot G_{f,t}^{shale-CO_2}, \forall f, \forall t \quad (4)$$

El agua necesaria para la extracción de gas shale ($W_{f,t}^{shale}$) es la suma del agua utilizada por inyección de agua ($W_{f,t}^{shale-water}$) y CO₂ ($W_{f,t}^{shale-CO_2}$):

$$W_{f,t}^{shale} = W_{f,t}^{shale-water} + W_{f,t}^{shale-CO_2}, \forall f, \forall t \quad (5)$$

Tratamiento de agua

En el momento en el que el agua retorna del subsuelo ($W_{f,t}^{shale}$), ésta acarrea contaminantes que deben ser removidos a través de un tratamiento, el cual se multiplica por un factor de recuperación δ^{shale} para determinar la cantidad de agua tratada obtenida ($W_{f,t}^{shale-t}$):

$$W_{f,t}^{shale-t} = \delta^{shale} \cdot W_{f,t}^{shale}, \forall f, \forall t \quad (6)$$

Activación de las fuentes

Las siguientes ecuaciones se utilizan para determinar el uso de nuevas fuentes de gas y de esta manera activar las variables binarias asociadas que luego se utilizan para determinar

los costos de capital asociados. Estas relaciones son necesarias porque en cada período de tiempo no es posible producir gas si la variable binaria asociada no está activada.

El gas shale extraído $G_{f,e,t}$ no puede ser mayor que el que está disponible en el depósito ($G_{f,e,t}^{\text{MAX}}$). Para determinar la existencia de este parámetro, se multiplica por una variable binaria $y_{f,e}^g$ que puede tomar valores de 1 ó 0, donde 1 indica la existencia del flujo y 0 indica la ausencia:

$$G_{f,e,t} \leq G_{f,e,t}^{\text{MAX}} \cdot y_{f,e}^g, \forall f, \forall e, \forall t \quad (7)$$

Además, es necesario determinar el flujo máximo utilizado que servirá como la capacidad requerida para la instalación ($G_{f,e}^{\text{cap}}$), como se muestra a continuación:

$$G_{f,e}^{\text{cap}} \geq G_{f,e,t}, \forall f, \forall e, \forall t \quad (8)$$

Adicionalmente, la disponibilidad máxima $\sum_t G_{f,e,t}^{\text{MAX}}$ no debe extraerse en todo el horizonte de tiempo, de esta manera el gas natural total producido $\sum_t G_{f,e,t}$ debe ser inferior al disponible en el reservorio:

$$\sum_t G_{f,e,t} \leq \sum_t G_{f,e,t}^{\text{MAX}}, \forall f, \forall e \quad (9)$$

De manera similar, el agua fresca utilizada ($W_{f,e,t}$) no puede ser mayor que la disponible para ese uso ($W_{f,e,t}^{\text{MAX}}$), siendo activada por una variable binaria en la producción de ($y_{f,e}^w$) gas shale, offshore, gas natural asociado y no asociado:

$$W_{f,e,t} \leq W_{f,e,t}^{\text{MAX}} \cdot y_{f,e}^w, \forall f, \forall e, \forall t \quad (10)$$

$$W_{f,e}^{\text{cap}} \geq W_{f,e,t}, \forall f, \forall e, \forall t \quad (11)$$

Debe destacarse que las ecuaciones (7) a (11) también se aplican a cada tipo de producción de gas natural para nuevas fuentes e (es decir, gas shale, offshore, gas natural asociado y no asociado).

Costo de producción de gas shale

El costo para la producción del gas shale ($Cost^{shale-prod}$) está dividido en dos partes; la primer parte es el costo de operación que consta del costo unitario de operación (extracción, bombeo, etc.) multiplicado por el flujo de gas obtenido, ya sea por inyección de agua ($UOC_f^{shale-water} \cdot G_{f,t}^{shale-water}$) o de CO₂, y la segunda parte que se refiere al costo capital de todo el equipo que se necesita invertir para llevar a cabo dicho proceso ($k_F \cdot \sum_f [a^{shale} \cdot y_f^{gshale} + b^{shale} (G_f^{shale-cap})^{c^{shale}}]$):

$$Cost^{shale-prod} = \sum_f \sum_t (UOC_f^{shale-water} \cdot G_{f,t}^{shale-water} + UOC_f^{shale-CO_2} \cdot G_{f,t}^{shale-CO_2}) + k_F \cdot \sum_f [a^{shale} \cdot y_f^{gshale} + b^{shale} (G_f^{shale-cap})^{c^{shale}}] \quad (12)$$

Costo de agua fresca

El costo de agua fresca $Cost^{fresh-shale}$ se calcula mediante la multiplicación del costo unitario de operación UOC_f^{fresh} por el flujo de agua requerido para la inyección de agua y para la inyección de CO₂ ($W_{f,t}^{shale-water} + W_{f,t}^{shale-CO_2}$) más el costo de capital:

$$Cost^{fresh-shale} = \sum_f \sum_t UOC_f^{fresh} \cdot (W_{f,t}^{shale-water} + W_{f,t}^{shale-CO_2}) + k_F \cdot \sum_f [a^{sf} \cdot y_f^{wshale} + b^{sf} (W_f^{shale-cap})^{c^{sf}}] \quad (13)$$

Costo de tratamiento de gas shale y agua

Para el costo de tratamiento ($Cost^{treatment-shale}$) se determina a través de la multiplicación del costo de operación del tratamiento del gas shale ($UOC_f^{treat-shale} \cdot G_{f,t}^{shale}$) más el costo de capital para el tratamiento ($k_F \cdot \sum_f [a^{tgshale} \cdot y_f^{gshale} + b^{tgshale} (G_f^{shale-cap})^{c^{tgshale}}]$) del gas shale; así mismo para el tratamiento de agua:

$$\begin{aligned}
Cost^{treatment-shale} = & \sum_f \sum_t \left(UOC_f^{treat-shale} \cdot G_{f,t}^{shale} \right) + k_F \cdot \sum_f \left[a^{tgshale} \cdot y_f^{gshale} + b^{tgshale} \left(G_f^{shale-cap} \right)^{c^{tgshale}} \right] \\
& + \sum_f \sum_t UOC_f^{treat-water} \cdot W_{f,t}^{shale} + k_F \cdot \sum_f \left[a^{twshale} \cdot y_f^{wshale} + b^{twshale} \left(W_f^{shale-cap} \right)^{c^{twshale}} \right]
\end{aligned} \tag{14}$$

Offshore

Tratamiento de gas natural producido

El flujo de gas natural que se obtiene mediante la extracción offshore ($G_{fo,t}^{off}$) debe someterse a un tratamiento para su distribución hacia los gasoductos, entonces, se debe multiplicar por un factor θ^{off} que se determina de estudios previos e indica el porcentaje de gas natural que se recupera después de someterse a tratamiento ya que pueden existir pérdidas ya sea por evaporación, fugas, etc.; de esta manera entonces se calculará el flujo de gas natural que se tiene después del tratamiento ($G_{fo,t}^{off-t}$):

$$G_{fo,t}^{off-t} = \theta^{off} \cdot G_{fo,t}^{off}, \forall fo, \forall t \tag{15}$$

Agua de mar requerida

Para conocer la cantidad de agua de mar ($W_{fo,t}^{sea-off}$) necesaria para mantener la presión en los pozos offshore, se debe multiplicar el flujo de gas natural obtenido ($G_{fo,t}^{off}$) por un factor α^{off} :

$$W_{fo,t}^{sea-off} = \alpha^{off} \cdot G_{fo,t}^{off}, \forall fo, \forall t \tag{16}$$

Tratamiento de agua

Es necesario someter a tratamiento el agua que se utilizó en la producción offshore ($W_{fo,t}^{sea-off}$), para que al multiplicarlo por un factor δ^{off} , el cual indica la fracción de agua que se va a recuperar después del tratamiento y es determinado por estudios previos, sea posible estimar la cantidad de agua que se va a descargar ($W_{fo,t}^{off-treat}$):

$$W_{fo,t}^{off-treat} = \delta^{off} \cdot W_{fo,t}^{sea-off}, \forall fo, \forall t \tag{17}$$

Costo de producción de gas natural

Para el costo de producción del gas natural en offshore ($Cost^{off-prod}$), éste es el costo de producción unitario multiplicado por el gas natural obtenido ($UOC_{fo}^{goff} \cdot G_{fo,t}^{off}$):

$$Cost^{off-prod} = \sum_{fo} \sum_t (UOC_{fo}^{goff} \cdot G_{fo,t}^{off}) \quad (18)$$

Costo de agua de mar

El costo de agua de mar ($Cost^{seawater}$) está dado por el costo unitario de operación ($UOC_{fo}^{seawater}$) por el flujo de agua de mar extraído ($W_{fo,t}^{sea-off}$):

$$Cost^{seawater} = \sum_{fo} \sum_t (UOC_{fo}^{seawater} \cdot W_{fo,t}^{sea-off}) \quad (19)$$

Costo de tratamiento de gas natural y agua

Para el costo de tratamiento en la extracción offshore ($Cost^{treatment-off}$), éste se determina a través de la multiplicación del costo de operación del tratamiento del gas natural ($UOC_{fo}^{off} \cdot G_{fo,t}^{off}$); de manera similar para el tratamiento de agua:

$$Cost^{treatment-off} = \sum_{fo} \sum_t (UOC_{fo}^{off} \cdot G_{fo,t}^{off} + UOC_{fo}^{water.off} \cdot W_{fo,t}^{sea-off}) \quad (20)$$

Extracción convencional (gas natural asociado)

Gas natural producido

Que la extracción sea asociada, significa que el gas natural está asociado con petróleo en el yacimiento. El flujo de gas natural asociado ($G_{fca,t}^{cea}$) mediante extracción puede satisfacerse mediante una extracción convencional, es decir sin utilizar ninguna tecnología ($g_{fca,t}^{cea-nt}$), o también mediante el uso de tecnologías mejoradas de recuperación del combustible como la inyección de calor ($g_{fca,t}^{cea-hi}$) o la inyección de CO₂ ($g_{fca,t}^{cea-dci}$):

$$G_{fca,t}^{cea} = g_{fca,t}^{cea-nt} + g_{fca,t}^{cea-hi} + g_{fca,t}^{cea-dci}, \forall fca, \forall t \quad (21)$$

Tratamiento de gas natural

El gas natural extraído ($G_{fca,t}^{cea}$) debe someterse a tratamiento, y para conocer el flujo que se está recuperando ($G_{fca,t}^{cea-t}$), se utiliza el factor θ^{cea} :

$$G_{fca,t}^{cea-t} = \theta^{cea} \cdot G_{fca,t}^{cea}, \forall fca, \forall t \quad (22)$$

Agua requerida

Para conocer el agua necesaria ($w_{fca,t}^{fresh-acon}$) para perforar y mantener la presión de los pozos, el flujo de gas natural obtenido ($g_{fca,t}^{cea-nt}$, $g_{fca,t}^{cea-hi}$ y $g_{fca,t}^{cea-dci}$) debe ser multiplicado por su factor α correspondiente:

$$w_{fca,t}^{fresh-acon} = \alpha^{cea} \cdot g_{fca,t}^{cea-nt} + \alpha^{cea-hi} \cdot g_{fca,t}^{cea-hi} + \alpha^{cea-dci} \cdot g_{fca,t}^{cea-dci}, \forall fca, \forall t \quad (23)$$

Costo de producción de gas natural

El costo para producir gas natural ($Cost^{cea-prod}$) a partir de la extracción convencional asociada, está determinada a partir de la suma de los costos de operación ($UOC_{fca}^{cea} \cdot g_{fca,t}^{cea}$) (sin utilizar tecnologías), utilizando inyección de calor y de CO₂:

$$Cost^{cea-prod} = \sum_{fca} \sum_t \left(UOC_{fca}^{cea} \cdot g_{fca,t}^{cea-nt} + UOC_{fca}^{cea-hi} \cdot g_{fca,t}^{cea-hi} + UOC_{fca}^{cea-dci} \cdot g_{fca,t}^{cea-dci} \right) \quad (24)$$

Costo de agua fresca

El costo de agua fresca ($Cost^{fresh-acon}$) para la extracción convencional asociada se determina mediante el costo unitario de operación ($UOC_{fca}^{fresh-acon}$) multiplicado por el flujo de agua fresca utilizado ($w_{fca,t}^{fresh-acon}$):

$$Cost^{fresh-acon} = \sum_{fca} \sum_t \left(UOC_{fca}^{fresh-acon} \cdot w_{fca,t}^{fresh-acon} \right) \quad (25)$$

Costo de tratamiento de gas natural

El costo de tratamiento del gas natural obtenido ($Cost^{treatment-cea}$) se calcula a partir de la suma de los costos de operación ($UOC_{fca}^{cea} \cdot G_{fca,t}^{cea}$):

$$Cost^{treatment-cea} = \sum_{fca} \sum_t (UOC_{fca}^{cea-t} \cdot G_{fca,t}^{cea}) \quad (26)$$

Extracción convencional (gas natural no asociado)

Agua requerida

Cuando la extracción convencional de gas natural es no asociada, significa que no existe petróleo en ese yacimiento, ni otros compuestos que acompañen al gas natural. Para estimar la cantidad de agua que se necesita ($w_{fcn,t}^{fresh-nacon}$), se multiplica por un factor α^{cenoa} por el flujo de gas natural que se obtiene ($G_{fcn,t}^{cenoa}$):

$$w_{fcn,t}^{fresh-nacon} = \alpha^{cenoa} \cdot G_{fcn,t}^{cenoa}, \forall fcn, \forall t \quad (27)$$

Costo de producción de gas natural

El costo de producción de gas natural por medio de la extracción convencional no asociado ($Cost^{cenoa-prod}$) está dada por el costo de operación ($UOC_{fcn}^{cenoa} \cdot G_{fcn,t}^{cenoa}$):

$$Cost^{cenoa-prod} = \sum_{fcn} \sum_t (UOC_{fcn}^{cenoa} \cdot G_{fcn,t}^{cenoa}) \quad (28)$$

Costo de agua fresca

El costo de agua fresca destinada para éste tipo de extracción ($Cost^{fresh-nacon}$) es la multiplicación del costo unitario de operación ($UOC_{fcn}^{fresh-nacon}$) por el flujo de agua requerido ($w_{fcn,t}^{fresh-nacon}$):

$$Cost^{fresh-nacon} = \sum_{fcn} \sum_t (UOC_{fcn}^{fresh-nacon} \cdot w_{fcn,t}^{fresh-nacon}) \quad (29)$$

Importación

El gas natural importado es enviado por diferentes países.

Costo de importación del gas natural

El costo de importación ($Cost^{imp}$) se determina a través de los costos unitarios de producción ($UOC_p^{imp} \cdot G_{p,t}^{imp}$):

$$Cost^{imp} = \sum_p \sum_t UOC_p^{imp} \cdot G_{p,t}^{imp} \quad (30)$$

Petróleo

Petróleo producido

El petróleo (F_t^{PET}) puede obtenerse de dos formas distintas, a partir del asociado que está con el gas natural en la extracción offshore ($F_{fo,t}^{off-pet}$) y el asociado al gas natural en la extracción convencional ($F_{fca,t}^{cea-pet}$):

$$F_t^{PET} = \sum_{fo} F_{fo,t}^{off-pet} + \sum_{fca} F_{fca,t}^{cea-pet}, \forall t \quad (31)$$

El petróleo que se obtiene a partir de la extracción offshore ($F_{fo,t}^{off-pet}$) se determina a partir de multiplicar el flujo de gas natural conseguido mediante el mismo tipo de extracción ($G_{fo,t}^{off}$) por un factor $\gamma^{off-pet}$ el cual indica la cantidad de petróleo producido por flujo de gas natural extraído y se determina por estudios previos:

$$F_{fo,t}^{off-pet} = \gamma^{off-pet} \cdot G_{fo,t}^{off}, \forall fo, \forall t \quad (32)$$

En el caso de la extracción convencional asociado ($F_{fca,t}^{cea-pet}$), éste se calcula a partir del flujo de gas natural obtenido por dicha extracción ($G_{fca,t}^{cea}$) por un factor $\gamma^{cea-pet}$:

$$F_{fca,t}^{cea-pet} = \gamma^{cea-pet} \cdot G_{fca,t}^{cea}, \forall fca, \forall t \quad (33)$$

Restricciones para activar el uso de petróleo

Para activar el uso de petróleo, se utiliza la variable binaria $y_{fo}^{off-pet}$, la cual debe ser igual a uno para activar el petróleo extraído $F_{fo,t}^{off-pet}$ ($F_{fo,t}^{off-pet-MAX}$ es un límite superior para indicar la disponibilidad del recurso):

$$F_{fo,t}^{off-pet} \leq F_{fo,t}^{off-pet-MAX} \cdot y_{fo}^{off-pet}, \forall fo, \forall t \quad (34)$$

Además, se requiere determinar el mayor flujo utilizado que servirá como la capacidad requerida para la instalación $F_{fo}^{off-pet-cap}$:

$$F_{fo}^{off-pet-cap} \geq F_{fo,t}^{off-pet}, \forall fo, \forall t \quad (35)$$

Se realiza de manera similar para el petróleo en la extracción convencional asociado:

$$F_{fca,t}^{cea-pet} \leq F_{fca,t}^{cea-pet-MAX} \cdot y_{fca}^{cea-pet}, \forall fca, \forall t \quad (36)$$

$$F_{fca}^{cea-pet-cap} \geq F_{fca,t}^{cea-pet}, \forall fca, \forall t \quad (37)$$

Costo de producción de petróleo

El costo de la producción del petróleo ($Cost^{pet}$) se determina mediante la suma de los costos de producción $UOC_{fo}^{off-pet} \cdot F_{fo,t}^{off-pet}$ y extracción convencional asociado:

$$Cost^{pet} = \sum_{fo} \sum_t (UOC_{fo}^{off-pet} \cdot F_{fo,t}^{off-pet}) + \sum_{fca} \sum_t (UOC_{fca}^{cea-pet} \cdot F_{fca,t}^{cea-pet}) \quad (38)$$

Venta de petróleo

El petróleo puede ser vendido ($Sale^{PET}$), la ganancia obtenida puede ser determinada considerando el precio de venta unitario por la cantidad de petróleo vendido (F_t^{PET}):

$$Sale^{PET} = \sum_t US_t^{PET} \cdot F_t^{PET} \quad (39)$$

Distribución de uso de mercado

El petróleo extraído mediante offshore ($F_{fo,t}^{off-pet}$) puede ser distribuido a diferentes mercados ($\sum_m f_{fo,m,t}^{off-pet-m}$):

$$F_{fo,t}^{off-pet} = \sum_m f_{fo,m,t}^{off-pet-m}, \forall fo, \forall t \quad (40)$$

De manera similar para el petróleo extraído de manera convencional asociado:

$$F_{fca,t}^{cea-pet} = \sum_m f_{fca,m,t}^{cea-pet-m}, \forall fca, \forall t \quad (41)$$

Costo de transporte

El costo de transporte ($Cost^{transp-pet}$) se determina mediante la multiplicación del costo unitario de transporte (UTC_{fo}^{p-off}) por la distancia entre el punto de extracción hasta el mercado ($d_{fo,m}^{off}$) y el flujo de petróleo que se está distribuyendo, ya sea el que se extrajo de extracción offshore ($f_{fo,m,t}^{off-pet-m}$) o de extracción convencional asociado:

$$Cost^{transp-pet} = \sum_m \sum_t \left[\sum_{fo} (UTC_{fo}^{p-off} \cdot d_{fo,m}^{off} + UTC_{fo}^{p-off-sea} \cdot d_{fo,m}^{off-sea}) \cdot f_{fo,m,t}^{off-pet-m} + \sum_{fca} (UTC_{fca}^{p-cea} \cdot d_{fca,m}^{cea} \cdot f_{fca,m,t}^{cea-pet-m}) \right] \quad (42)$$

Gas natural total

Distribución de uso por mercado

El gas natural tratado ($G_{f,t}^{shale-t}$) obtenido mediante gas shale, producción offshore, gas natural asociado y no asociado se distribuye hacia los diferentes mercados ($g_{f,m,t}^{t-m}$):

$$G_{f,e,t}^t = \sum_m g_{f,e,m,t}^{t-m}, \forall f, \forall e, \forall t \quad (43)$$

Además, el gas natural importado ($G_{p,t}^{imp}$) es distribuido a los diferentes mercados ($g_{p,m,t}^{imp-m}$):

$$G_{p,t}^{imp} = \sum_m g_{p,m,t}^{imp-m}, \forall p, \forall t \quad (44)$$

Gas natural en cada mercado

La demanda de gas natural ($G_{m,t}^{NG}$) puede satisfacerse a través del gas shale tratado ($g_{f,m,t}^{shale-t-m}$), del gas natural tratado por extracción offshore ($g_{fo,m,t}^{off-t-m}$) o por extracción convencional asociado ($g_{fca,m,t}^{cea-t-m}$), por extracción convencional no asociado ($g_{fcn,m,t}^{cenoa-m}$) y mediante importación ($g_{p,m,t}^{imp-m}$):

$$G_{m,t}^{NG} = \sum_f g_{f,m,t}^{shale-t-m} + \sum_{fo} g_{fo,m,t}^{off-t-m} + \sum_{fca} g_{fca,m,t}^{cea-t-m} + \sum_{fcn} g_{fcn,m,t}^{cenoa-m} + \sum_p g_{p,m,t}^{imp-m}, \forall m, \forall t \quad (45)$$

Costo de transporte

El costo de transporte para la distribución del gas natural ($Cost^{transp-ng}$) hacia los diferentes mercados está dado por el costo unitario de transporte ($UTC_f^{tran-shale}$) multiplicado por la distancia desde el punto de extracción hasta el mercado destinado ($d_{f,m}^{shale}$) y multiplicado también por el flujo de gas natural obtenido ($g_{f,m,t}^{shale-t-m}$), ya sea por extracción de gas shale, por extracción offshore, extracción convencional asociado y no asociado y por importación:

$$Cost^{transp-ng} = \sum_m \sum_t \left[\begin{aligned} & \sum_f UTC_{f,m}^{tran-shale} \cdot d_{f,m}^{shale} \cdot g_{f,m,t}^{shale-t-m} + \\ & \sum_{fo} (UTC_{fo,m}^{off} \cdot d_{fo,m}^{off} + UTC_{fo,m}^{off-sea} \cdot d_{fo,m}^{off-sea}) \cdot g_{fo,m,t}^{off-t-m} + \\ & \sum_{fca} UTC_{fca,m}^{cea} \cdot d_{fca,m}^{cea} \cdot g_{fca,m,t}^{cea-t-m} + \sum_{fcn} UTC_{fcn,m}^{cenoa} \cdot d_{fcn,m}^{cenoa} \cdot g_{fcn,m,t}^{cenoa-m} + \\ & \sum_p UTC_{p,m}^{imp} \cdot d_{p,m}^{imp} \cdot g_{p,m,t}^{imp-m} \end{aligned} \right] \quad (46)$$

Venta de gas natural

El gas natural que se obtiene es vendido ($Sale^{NG}$), éste se calcula mediante la multiplicación del precio de venta unitario (US_t^{NG}) por el flujo de gas natural requerido ($G_{m,t}^{NG}$):

$$Sale^{NG} = \sum_{m,t} US_t^{NG} \cdot G_{m,t}^{NG} \quad (47)$$

Profit

La ganancia ($Profit$) se obtiene sumando la venta de petróleo y del gas natural, menos todos los gastos involucrados:

$$Profit = \left[\begin{array}{l} Sale^{PET} + Sale^{NG} - Cost^{shale-prod} - Cost^{fresh-shale} - Cost^{treatment-shale} - Cost^{off-prod} \\ - Cost^{seawater} - Cost^{treatment-off} - Cost^{cea-prod} - Cost^{fresh-acon} - Cost^{treatment-cea} \\ - Cost^{cenoa-prod} - Cost^{fresh-nacon} - Cost^{imp} - Cost^{pet} - Cost^{transp-pet} - Cost^{transp-ng} \end{array} \right] \quad (48)$$

Agua total

El agua fresca total utilizada (TFW) es la suma de cada corriente de agua fresca utilizada en la producción de shale gas, gas natural convencional asociado y no asociado:

$$TFW = \sum_f \sum_t W_{f,t}^{shale} + \sum_{fca} \sum_t W_{fca,t}^{fresh-acon} + \sum_{fcn} \sum_t W_{fcn,t}^{fresh-nacon} \quad (49)$$

Emisiones totales

Las emisiones generadas de CO_2 ($E_{f,e,t}$) son determinadas a través de la multiplicación del factor β_e que involucran los m^3 de CO_2 generados por m^3 de gas natural producido, multiplicado por el flujo de gas natural obtenido ($G_{f,e,t}$) y las emisiones generadas del tratamiento de gas natural ($\beta_e^t \cdot G_{f,e,t}^t$). Esto se calcula para cada proceso de extracción e (cuando e =gas natural no asociado, $\beta_e^t \cdot G_{f,e,t}^t = 0$):

$$E_{f,e,t} = \beta_e \cdot G_{f,e,t} + \beta_e^t \cdot G_{f,e,t}^t, \forall f, \forall e, \forall t \quad (50)$$

Además, la importación de gas natural implica emisiones de CO₂ ($E_{p,t}^{imp}$) (en las estaciones de bombeo), de acuerdo a la cantidad de gas natural transportado ($G_{p,t}^{imp}$) multiplicado por el factor β^{imp} por cada proveedor p :

$$E_{p,t}^{imp} = \beta^{imp} \cdot G_{p,t}^{imp}, \forall p, \forall t \quad (51)$$

Las emisiones totales (TE) se calculan sumando las emisiones generadas en cada uno de los diferentes procesos:

$$TE = \sum_f \sum_e \sum_t E_{f,e,t} + \sum_p \sum_t E_{p,t}^{imp} \quad (52)$$

Salud ocupacional

Se ha evaluado la salud ocupacional en cada una de las opciones para producir gas natural que se consideran en la superestructura. A continuación se muestra la ecuación (53) que relaciona los flujos de gas natural para cada caso multiplicado por un factor que muestra la relación de daño entre cada una de las opciones respecto a la más dañina; cabe mencionar que el gas shale es el que genera más daño a la salud de los trabajadores que están expuestos de manera continua a las sustancias presentes en el proceso.

$$HD = I^{shale} \cdot \sum_{f,t} G_{f,t}^{shale-t} + I^{off} \cdot \sum_{fo,t} G_{fo,t}^{off-t} + I^{cea} \cdot \sum_{fca,t} G_{fca,t}^{cea-t} + I^{cenoa} \cdot \sum_{fcn,t} G_{fcn,t}^{cenoa} + I^{imp} \cdot \sum_{p,t} G_{p,t}^{imp} \quad (53)$$

La metodología para obtener la ecuación (53) se describe en la sección de caso de estudio.

Función Objetivo

La formulación del programa matemático es un problema multi-objetivo, donde los objetivos son minimizar el costo total anual, el consumo de agua fresca y las emisiones totales, sujeto a las relaciones (1-53), como se muestra a continuación:

$$ObjectiveFunction = MaxProfit; MinTFW; MinTE; MinHD \quad (54)$$

El modelo es un problema de programación mixto entero lineal y se utilizó el resolvidor CPLEX. El modelo se codificó en el software GAMS (2016), que consta de 90

variables binarias, 1957 variables continuas y cada punto de la función objetivo se resolvió en una computadora con un procesador i7 a 3,2 GHz y 12 GB de RAM en 200 s.

CASO DE ESTUDIO

El consumo de gas natural en cualquier país es de especial interés para garantizar la independencia de países extranjeros para satisfacer las necesidades de combustible. En este contexto, México fue seleccionado como caso de estudio, ya que este país tiene reservas de gas natural por 31,904.7 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 70.3% corresponde a gas natural asociado y el resto es no asociado. El gas natural asociado es el que está en presencia de petróleo y otros compuestos en el reservorio y que el gas natural sea no asociado significa que sólo hay gas natural en el reservorio. Además, es importante tener en cuenta que México ocupa el sexto lugar en el mundo con una reserva de recursos de gas shale no probados pero técnicamente recuperables de 545,000 miles de millones de pies cúbicos (EIA, 2018). La demanda de gas natural en México es de 1,901,889 MMcfy, del cual más del 80% del gas natural es importado.

El gas natural se puede obtener a partir de formas convencionales de gas natural asociado utilizando técnicas mejoradas y gas natural no asociado, así como formas no convencionales como la producción de gas shale y la extracción en aguas profundas (extracción offshore); además se consideran las importaciones de gas natural para satisfacer las demandas de gas natural en el país.

El caso de estudio abordado considera todo el sistema de gas natural mexicano. Para resolver adecuadamente este problema, se consideraron demandas y disponibilidades promedio teniendo en cuenta las referencias apropiadas. Es importante destacar que los datos de costos coinciden con los datos industriales reales. En el caso particular de México, sólo hay una compañía que proporciona todos los combustibles fósiles en el país (PEMEX) y la información utilizada corresponde a informes provenientes de ellos.

Metodología del cálculo para la salud ocupacional

La metodología utilizada fue propuesta por Hasim y Edwards (2006), la cual consta del cálculo del índice **PRHI** (Process Route Healthiness Index), el cual es un número adimensional que compara diversos procesos y determina cuál de ellos es el más dañino para la salud a largo plazo para los trabajadores que se someten a una continua exposición a sustancias peligrosas en los diferentes procesos.

Primero se debe determinar cuáles son los diferentes procesos, en este caso: producción de shale gas, offshore, convencional asociada, convencional no asociada e importaciones.

Para cada proceso se debe evaluar cada una de las partes involucradas. A continuación se explica la manera que se calculó el PRHI para el gas shale, la metodología se debe aplicar para cada proceso establecido.

$$PRHI = ICPHI * MHI * HHI \frac{WEC_{max}}{OEL_{min}} \quad (55)$$

La ecuación (55) establece la relación de diferentes índices involucrados. Para cada proceso se debe determinar las partes a evaluar, en el caso del gas shale, se encuentra la fracturación hidráulica, el tratamiento del agua de retorno y el tratamiento de los raw gases. Se procede a evaluar el índice **ICPHI** (Inherent Chemical and Process Hazard Index), éste índice evalúa las condiciones de proceso y las actividades del trabajo que son potencialmente dañinas para la salud, de acuerdo a las **Tablas 1** y **2** se debe penalizar cada una de las tres actividades y sumar dichos valores para obtener el valor del índice.

Tabla 1. Penalización para las actividades y operación

Actividad	Operación	Penalización
Transporte	Tubería	1
	Bolsa	2
	Tambor	3
	Vibración	4
Modo de proceso	Continuo	1
	Semi-continuo	2
	Batch	3
Ventilación o quema	Efluente	1
	Por encima del nivel de plataforma	2
	Nivel de plataforma	3
Obras de mantenimiento	No	0
	Sí	1
Otros	Agitación	1
	Otros	1
	Manejo de sólidos	2
	Reducción de tamaño	2
	Extrusión	3
	Mezcla de aire abierto	3
Nivel de ruido (dB)	Nivel de ruido típico (0-40 dB)	0
	Molesto, irritación (40-70 dB)	1
	Peligroso (70-100 dB)	2
	Muy peligroso (100-140 dB)	3

Tabla 2. Penalización por las condiciones de proceso y propiedades de material

Condiciones	Rango	Penalización
Temperatura (°C)	Bajo	0
	Alto (>92°C)	1
Presión (atm)	Bajo	0
	Alto (>68 atm)	1
Viscosidad (cp)	Bajo (0-1 cp)	1
	Medio (0-10 cp)	2
	Alto (10-100 cp)	3
Habilidad para precipitar	No	0
	Sí	1
Diferencia de densidad (sg)	Bajo (0-1 sg)	1
	Medio (0-1.5 sg)	2
	Alto (0-2.5 sg)	3
Habilidad para causar corrosión	No	0
	Sí	1
Cambio de volumen (%)	Bajo (>25%)	1
	Medio (25-32 %)	2
	Alto (33-50%)	3
Solubilidad	No	0
	Sí (50%)	1
Estado del material	Gas	0
	Líquido	1
	Lodo	2
	Granulo	3
	Polvo	4

Enseguida se requiere identificar las corrientes que están involucradas para conocer su composición y de esta manera evaluar el índice **MHI** (Material Harm Index) que corresponde a los posibles daños y/o efectos que las sustancias químicas pueden causar. Entonces, para cada una de las sustancias se debe evaluar este índice a través del rombo de la NFPA que corresponda al valor de la salud y todos los valores se suman dando como resultado el valor del índice.

El siguiente índice es el HHI (Health Hazard Index), éste indica la capacidad de las sustancias para causar enfermedades ocupacionales y evalúa las posibles causas que pueden provocar como puede ser irritación, sensibilidad, cáncer o incluso provocar riesgos físicos (inflamabilidad, corrosión, explosividad). De igual forma, se debe evaluar para cada uno de los compuestos químicos de acuerdo a la **Tabla 3**. Estos valores son tomados de la OSHA (Occupational Safety and Health Administration).

Tabla 3. Matriz de clasificación para las enfermedades profesionales

Enfermedades	Severidad
Cáncer actualmente establecido por la OSHA como cancerígeno	HE 1
Toxicidad crónica (acumulativa), cancerígeno humano o animal conocido o sospechado, mutágeno (excepto los productos químicos del código HE1)	HE 2
Toxicidad crónica (acumulativa), a largo plazo para toxicidad de órganos distinta de la nerviosa, respiratoria, hematológica o reproductiva	HE 3
Toxicidad aguda a corto plazo, efectos de alto riesgo	HE 4
Riesgos para la reproducción: teratogénesis u otro deterioro reproductivo	HE 5
Trastornos del sistema nervioso, inhibición de la colinesterasa	HE 6
Trastornos del sistema nervioso, efectos del sistema nervioso distinto de la narcosis	HE 7
Alteraciones del sistema nervioso, narcosis	HE 8
Efectos respiratorios distintos de la irritación, sensibilización respiratoria (asma u otros)	HE 9
Efectos respiratorios distintos de la irritación, daño pulmonar acumulativo	HE 10
Efectos respiratorios: daño pulmonar agudo, edema u otros	HE 11
Alteraciones hematológicas (sangre) - anemias	HE 12
Alteraciones hematológicas (sangre) - metahemoglobinemia	HE 13

Irritación: ojos, nariz, garganta, piel - marcado	HE 14
Irritación: ojos, nariz, garganta, piel - moderado	HE 15
Irritación: ojos, nariz, garganta, piel - leve	HE 16
Asfixiantes, anoxiantes	HE 17
Explosivo, inflamable, seguridad (no se observan efectos adversos cuando se siguen buenas prácticas de limpieza)	HE 18
Efectos de salud generalmente de bajo riesgo: partículas molestas, vapores o gases	HE 19
Efectos de salud generalmente de bajo riesgo: olor	HE 20

El siguiente índice es el WECmax (Worker Exposure Concentration), éste es la máxima concentración a la cual un trabajador se expone y se calcula de acuerdo a las ecuaciones 56 y 57

$$WEC_{\max} = WC_{i,x} \frac{EET_j}{AWD} \quad (56)$$

$$WC_{\max} = \frac{SM+FE}{Q_{\min}} \quad (57)$$

Donde SM (small leaks) corresponde a las pequeñas goteras que pueden presentarse, principalmente en partes de la tubería que están desgastadas y puede ser en forma de vapor, en vapor flasheado o en líquido como charcos en el suelo; en cambio FE (fugitive emissions) son las emisiones que se liberan al ambiente a través de diferentes accesorios como son válvulas, juntas, puntos de muestreo etc. La suma de ambos tipos de fugas se divide entre el flujo de ventilación del aire que va desde 2 a 300 m³ por hora, y como el cálculo se hace respecto al peor caso, se utiliza el menor flujo dando por entendido que la sustancia va a tener menor dispersión. EET representa el tiempo estimado de exposición (estimated exposure time) y se supone como 6 horas y AWD es el promedio del tiempo normal de trabajo (normal average work) que son 8 horas. Por lo tanto, se calcula para cada corriente del proceso la cantidad de sustancia que se está liberando al ambiente y que puede causar daño a la salud de los trabajadores.

El índice OEL_{min} (Occupational Exposure Limit) es el límite de exposición mínimo permisible que se refiere a la máxima concentración a la cual un trabajador puede exponerse sin que éste le cause daño alguno. Los valores de los límites permisibles se encuentran en las fichas técnicas de proceso para cada sustancia presente en el proceso. Para estos cálculos, los valores fueron tomados de la base de datos de la OSHA (2018). Posteriormente, para cada corriente se determina cuál es el límite de exposición mínimo para cada sustancia y si existe alguna sustancia sin dicho valor, se procede a recalcular la composición sin tomar en cuenta esos componentes; después, se multiplica cada composición por su respectivo límite de exposición y se suman todos los límites de exposición para cada una de las corrientes de cada proceso. De esta manera se selecciona el límite menor de las corrientes puesto que será la máxima concentración a la que un trabajador podrá exponerse sin causarle daño.

El paso final es sustituir los valores en la fórmula del PRHI. Esta metodología se debe seguir para los siguientes procesos (offshore, convencional asociado, convencional no asociado e importación). Los resultados se muestran en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Resultados del índice PRHI para los diferentes procesos considerados para la obtención del gas natural

Proceso	PRHI	PRHI_{escalado}
Gas shale	9.4692×10^{12}	1
Offshore	7.8325×10^{12}	0.827152402
Asociado	4.6849×10^{10}	0.004947509
No-asociado	745,900.66	7.87712×10^{-8}
Importación	677,992.15	7.15997×10^{-8}

Para poder interpretar mejor los resultados, el PRHI se escala, es decir, se toma el mayor valor y se divide entre cada uno de los índices. El PRHI mayor es el del gas shale, es por eso que el PRHI escalado es igual a 1. Es importante indicar que el PRHI es un número adimensional que muestra qué tan dañino a la salud es un proceso y entre más grande sea el valor, más dañino a la salud será; por lo tanto, el gas shale corresponde al más dañino, seguido por la extracción offshore, el convencional asociado, el no asociado y finalmente las importaciones. Estos resultados son lógicos puesto que la producción de gas shale, sobre todo

el agua de retorno produce gran cantidad de contaminantes que se encuentran en el subsuelo, la extracción offshore igualmente cuenta con una corriente de agua producida que es el agua que está regresando del manto marítimo con sustancias potencialmente dañinas, además de todas las sustancias peligrosas para la salud que componen al petróleo. En cambio, la extracción no asociada posee una corriente de gas natural que prácticamente no contiene ningún contaminante y si lo posee es en forma de trazas. Lo que respecta a las importaciones, la composición del gas natural está predeterminado y se supone que ese gas natural está listo para su distribución.

Este tipo de metodologías es muy importante debido a que provee resultados basados en análisis respecto a la peligrosidad y exposición de las diferentes sustancias para los trabajadores y es posible comparar entre diferentes opciones de proceso para determinar cuál es más o menos dañino.

Basándose en la información obtenida, se desarrolla la ecuación (53) correspondiente al daño a la salud, donde cada factor PRHI multiplica su respectivo flujo de gas natural, haciendo por entendido que a pesar de que el número es adimensional, tiene unidades de [daño a la salud/MMcfy] y es por eso, que entre más grande sea el valor, ese escenario será más peligroso para la salud de los trabajadores.

RESULTADOS

Los resultados de la optimización de cada objetivo de manera separada se muestran en la **Tabla 5**. Según PEMEX, en 2017 hubo un Profit de 5.24×10^9 \$/y por la venta de gas natural y al maximizar el Profit de acuerdo a la planificación del modelo propuesto, la venta de gas natural es de 7.03×10^9 \$/y, lo que representa un incremento del 34.1 %. Al contabilizar la venta de petróleo y gas natural menos todos los gastos involucrados en los diferentes procesos considerados, el Profit es de 1.58×10^{10} \$/y, que es 186% más alto que en el caso de minimizar TFW (consumo total de agua fresca), 2.1% mayor que al minimizar TE (emisiones totales) y un 2,119% más alto con respecto a minimizar HD (daños a la salud).

Por otro lado, el daño a la salud proporciona diferentes escenarios, donde el valor obtenido ayuda a determinar el nivel de daño de cada opción para los procesos de extracción; es decir, entre más grande sea el valor, mayor es el daño. En este caso, los valores de HD son bastante diferentes. Al minimizar TE y HD existe menos daño (0.137), cuando se minimiza TFW, hay una disminución del 92.9% en comparación con el caso en que se maximiza el Profit, lo que representa el escenario con el mayor daño para la salud.

La demanda total de gas natural en el país es de 1,901,888.77 MMcfy; al maximizar el Profit, el 65.9% se satisface a través de la producción de gas shale, 16.2% con producción offshore, 9.3% por extracción convencional asociada y 8.5% por extracción convencional no asociada. Es importante destacar que en este escenario, la importación no se utiliza y, a pesar de tener el mayor daño a la salud, las emisiones y el consumo de agua, no existiría dependencia de otro país para satisfacer la demanda de gas natural. Cuando se minimiza TFW, el 93.3% se satisface a través de la importación y el resto por medio de la producción offshore. En los casos en que TE y HD se minimizan, los resultados son muy similares entre sí, el 93.1% es gas natural importado y el resto proviene de la producción convencional de gas natural no asociado.

La producción de petróleo cuando se maximiza el Profit, el 93.3% es generado por la producción offshore y el resto es a través de la extracción convencional asociada. Al minimizar TFW, toda la producción de petróleo es por medio de la producción offshore. En los objetivos restantes, no hay producción de petróleo porque solo se usa la importación para cubrir las demandas.

El agua fresca total necesaria para maximizar el Profit se utiliza para producir gas shale, gas natural asociado y no asociado. Cuando se minimiza TFW, no hay consumo de agua ya que todo se satisfizo mediante la importación y la extracción offshore. Por otro lado, para el mínimo TE y HD, solo hay consumo de agua fresca debido a la producción de gas natural no asociado.

La mayor cantidad de emisiones totales (millones de toneladas de CO₂ equivalente por año) se produce cuando se maximiza el Profit (22,774), donde se genera el 85.1% debido al gas shale. En el caso del mínimo TFW (1.091) hay una disminución del 95.2% con respecto al escenario del máximo Profit; para el mínimo TE y HD, la disminución de emisiones es del 96.9%.

Tabla 5. Resultados al optimizar los diferentes objetivos de manera separada

		Max Profit	Min TFW	Min TE	Min HD
PROFIT	\$/y	1.58×10 ¹⁰	5.51×10 ⁹	7.11×10 ⁸	7.12×10 ⁸
DAÑO A LA SALUD		1,509,500	105,820	0.137	0.137
EMISIONES TOTALES	MMmetric ton CO ₂ e/y	22.774	1.091	0.690	0.690
Importación	MMmetric ton CO ₂ e/y	0	0.273	0.273	0.272
Offshore	MMmetric ton CO ₂ e/y	1.977	0.818	0	0
Gas shale	MMmetric ton CO ₂ e/y	19.389	0	0	0
Asociado	MMmetric ton CO ₂ e/y	0.844	0	0	0
No asociado	MMmetric ton CO ₂ e/y	0.564	0	0.417	0.418
AGUA FRESCA TOTAL	MMm ³ /y	36.576	0	14.333	14.333
Importación	MMm ³ / y	0	0	0	0
Offshore	MMm ³ / y	0	0	0	0
Gas shale	MMm ³ / y	2.729	0	0	0
Asociado	MMm ³ / y	14.464	0	0	0
No asociado	MMm ³ / y	19.386	0	14.333	14.333
Gas natural producido	Total (MMcfy)	1,901,853	1,901,847	1,901,853	1,901,843
Importación	MMcfy	0	1,773,910	1,770,660	1,770,650

Offshore	MMcfy	309,142	127,937	0	0
Gas shale	MMcfy	1,252,970	0	0	0
Asociado	MMcfy	162,304	0	0	0
No asociado	MMcfy	177,437	0	131,193	131,193
Petróleo producido	Total (Mby)	284,280	109,770	0	0
Importación	Mby	0	0	0	0
Offshore	Mby	265,237	109,767	0	0
Gas shale	Mby	0	0	0	0
Asociado	Mby	19,042	0	0	0
No asociado	Mby	0	0	0	0

Metodología Multi-stakeholder

Las funciones objetivo que se busca minimizar son el TAC (Costo total anual, el cual representa el negativo al Profit con el fin de tener todos los objetivos para minimizar), el consumo total de agua fresca (TFW), emisiones totales (TE) y daño a la salud (HD). Se utilizó la metodología del multi-stakeholder para determinar el comportamiento de estas funciones de manera conjunta y corresponde a un método utopía-tracking acoplado a un método de ponderación.

Es necesario resolver los escenarios minimizando cada función objetivo (**Tabla 6**) para determinar el menor caso (punto utópico) y el mayor caso (punto nadir) para cada función objetivo. La información previa ayuda a determinar las soluciones viables que compensan los objetivos considerados. De esta manera, en este trabajo primero se propone determinar la solución compromiso (minimizando ecuación (58)), que corresponde a la solución más cercana al punto utópico. Debe hacerse notar que el punto utópico es un punto infactible, mientras que la solución compromiso es una solución factible (ver **Tabla 7**).

$$\min \left(\left| \frac{TAC - TAC^{LB}}{TAC^{UB} - TAC^{LB}} \right| + \left| \frac{TFW - TFW^{LB}}{TFW^{UB} - TFW^{LB}} \right| + \left| \frac{TE - TE^{LB}}{TE^{UB} - TE^{LB}} \right| + \left| \frac{HD - HD^{LB}}{HD^{UB} - HD^{LB}} \right| \right) \quad (58)$$

Tabla 6. Soluciones extremo para implementar el enfoque de multi-stakeholder

Caso	min TAC	min TFW	min TE	min HD
TAC	-1.58×10^{10}	-5.51×10^9	-5.39×10^8	-7.12×10^8
TFW	36.576	0	2.32×10^{-4}	14.324
TE	22.774	1.091	0.293	0.69
HD	1.51×10^6	1.06×10^5	0.136	0.137

Tabla 7. Resultados para la solución compromiso

Concepto	Valor
TAC (\$/y)	-1.37×10^{10}
TFW (MMm³/y)	0
TE (MMmetric ton CO₂e/y)	2.222
HD	2.56×10^5

Después, para mostrar a los tomadores de decisión diferentes soluciones que compensan los objetivos considerados, se dan diferentes ponderaciones para cada objetivo con la intención de generar distintas soluciones factibles con diversas prioridades a los objetivos considerados. Este enfoque permite determinar diferentes soluciones factibles con distintos niveles de insatisfacción para los objetivos considerados, de esta manera los tomadores de decisiones pueden comparar diferentes soluciones y seleccionar la mejor de acuerdo a sus preferencias específicas e intereses. Este enfoque es importante también porque evita la necesidad de modelar todas las soluciones en una curva Pareto, lo cual es muy difícil de construir cuando se consideran simultáneamente múltiples funciones objetivo. Este enfoque produce los resultados mostrados en la **Tabla 8**; los casos en que el porcentaje de insatisfacción es menor (números en negrita) es cuando se otorga mayor peso al caso de minimizar TFW y representa qué tan cerca está la solución con el peso otorgado al punto utópico con respecto a la diferencia entre el punto nadir y el punto utópico (el rango); en otras palabras, cuanto menor sea la insatisfacción, mejores serán los resultados.

En la **Figura 7**, se presentan el mínimo TAC, TE y TFW; también se muestran el punto utópico, la solución nadir y la solución compromiso. Por lo tanto, es necesario estar cerca de la solución compromiso como se muestra en la **Figura 8**, donde se representan todos los escenarios obtenidos en la **Tabla 8**. Así, en la **Figura 9** se presentan los escenarios A-F que corresponden al área cercana a la solución compromiso; se debe destacar que el escenario D (**Tabla 9**) tiene valores iguales a la solución compromiso en los diferentes objetivos, por lo tanto, representa la mejor solución donde se satisface la compensación entre el Costo Total Anual, Emisiones Totales y el consumo total de agua fresca.

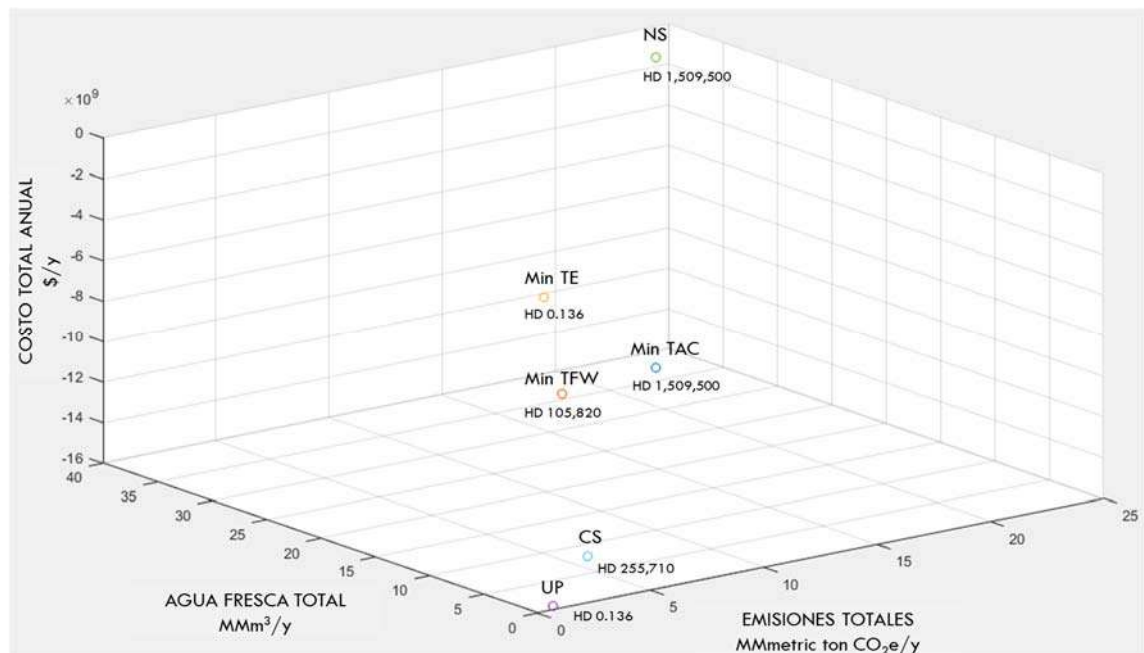


Figura 7. Solución extremo para cada objetivo (HD: Daño a la salud)

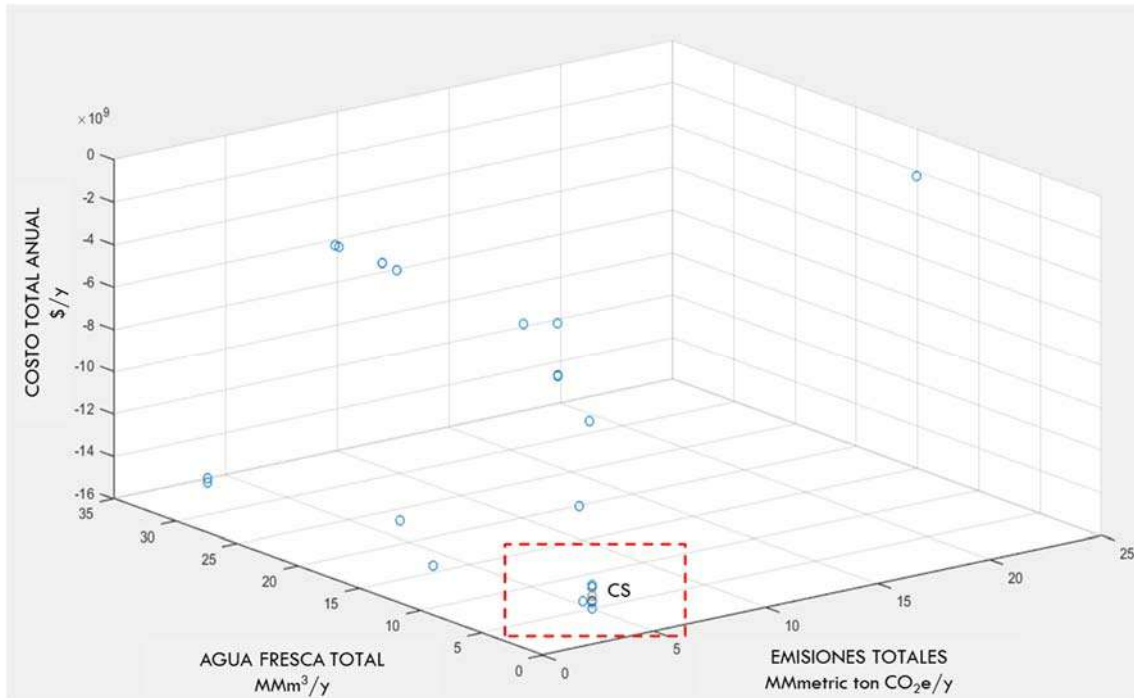


Figura 8. Resultados del enfoque multi-stakeholder

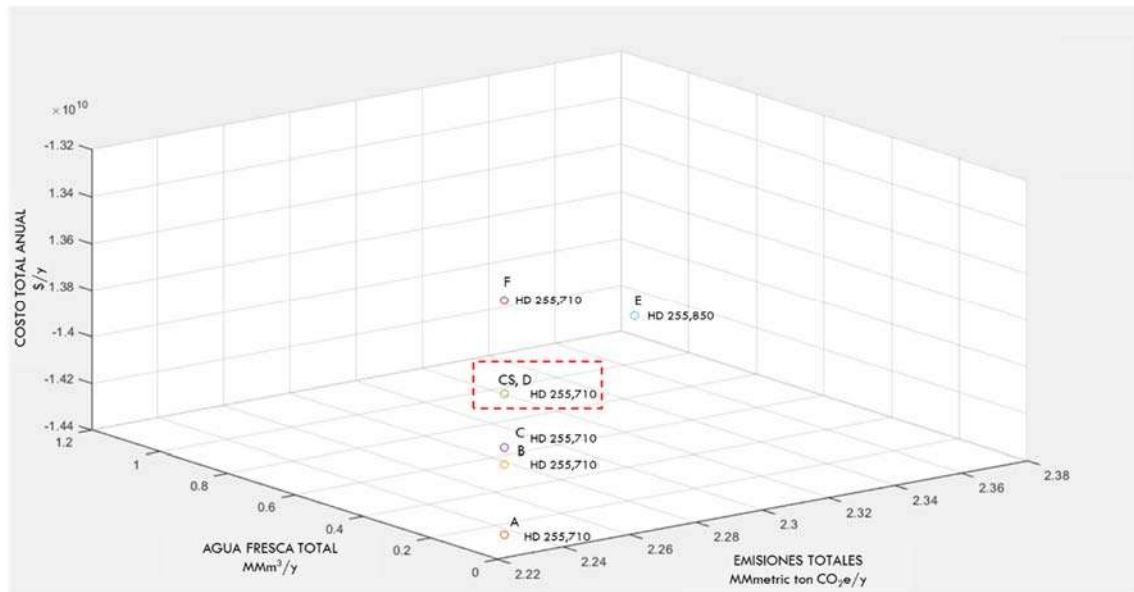


Figura 9. Casos seleccionados en el análisis multi-stakeholder (HD: daños a la salud)

Tabla 8. Resultados de la optimización multi-stakeholder con diferentes ponderaciones

Caso	Pesos asignados				Objetivos				Contribución				Insatisfacción				
	TAC	TFW	TE	HD	TAC \$/y	TFW MMm ³ /y	TE MMmetrictonCO ₂ e/y	HD Damage/y	TAC	TFW	TE	HD	TAC	TFW	TE	HD	%Ins
Utopía					-1.58×10 ¹⁰	0.0000	0.6900	0.1360					0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
Nadir					-5.39×10 ⁸	36.5760	22.7740	1509500.0000					1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	100.00
1	0.1857	0.2521	0.0144	0.5478	-7.31×10 ⁸	18.0500	0.7930	0.1370	0.01256	0.50651	0.99534	1.00000	0.9874	0.4935	0.0047	0.0000	37.14
2	0.3930	0.0532	0.4585	0.0953	-7.31×10 ⁸	18.0500	0.7930	0.1370	0.01256	0.50651	0.99534	1.00000	0.9874	0.4935	0.0047	0.0000	37.14
3	0.3065	0.3486	0.1866	0.1583	-1.32×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255710.0000	0.82963	1.00000	0.93063	0.83060	0.1704	0.0000	0.0694	0.1694	10.23
4	0.1316	0.3565	0.1831	0.3287	-9.39×10 ⁹	0.0000	1.6480	179660.0000	0.57990	1.00000	0.95662	0.88098	0.4201	0.0000	0.0434	0.1190	14.56
5	0.3968	0.4258	0.0690	0.1084	-1.33×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255710.0000	0.83618	1.00000	0.93063	0.83060	0.1638	0.0000	0.0694	0.1694	10.06
6	0.0075	0.2217	0.3399	0.4309	-2.10×10 ⁸	9.0040	21.6720	1381400.0000	-0.02161	0.75383	0.04990	0.08486	1.0216	0.2462	0.9501	0.9151	78.33
7	0.3235	0.2914	0.1128	0.2723	-7.31×10 ⁸	18.0500	0.7930	0.1370	0.01256	0.50651	0.99534	1.00000	0.9874	0.4935	0.0047	0.0000	37.14
8	0.2357	0.1936	0.2456	0.3250	-6.94×10 ⁸	14.3330	0.6900	0.1370	0.01011	0.60813	1.00000	1.00000	0.9899	0.3919	0.0000	0.0000	34.54
9	0.2355	0.0387	0.6717	0.0542	-6.90×10 ⁸	14.3330	0.6900	0.1370	0.00988	0.60813	1.00000	1.00000	0.9901	0.3919	0.0000	0.0000	34.55
10	0.1850	0.2138	0.3858	0.2153	-7.00×10 ⁸	14.3330	0.6900	0.1370	0.01053	0.60813	1.00000	1.00000	0.9895	0.3919	0.0000	0.0000	34.53
11	10	0	0	0	-1.56×10 ¹⁰	33.8470	3.5780	256510.0000	0.98689	0.07461	0.86923	0.83007	0.0131	0.9254	0.1308	0.1699	30.98
12	0	10	0	0	-5.51×10 ⁹	0.0590	2.1350	173960.0000	0.32552	0.99839	0.93457	0.88476	0.6745	0.0016	0.0654	0.1152	21.42
13	0	0	10	0	-7.81×10 ⁸	13.1480	0.6900	63.0550	0.01584	0.64053	1.00000	0.99996	0.9842	0.3595	0.0000	0.0000	33.59
14	0	0	0	10	-7.34×10 ⁸	18.3830	0.8020	0.1370	0.01273	0.49740	0.99493	1.00000	0.9873	0.5026	0.0051	0.0000	37.37
15	100	1	1	1	-1.58×10 ¹⁰	22.6670	6.0590	423620.0000	1.00000	0.38028	0.75688	0.71936	0.0000	0.6197	0.2431	0.2806	28.59
16	1	100	1	1	-1.37×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255710.0000	0.86239	1.00000	0.93063	0.83060	0.1376	0.0000	0.0694	0.1694	9.41
17	1	1	100	1	-6.89×10 ⁸	14.3330	0.6900	0.1370	0.00978	0.60813	1.00000	1.00000	0.9902	0.3919	0.0000	0.0000	34.55
18	1	1	1	100	-1.15×10 ⁹	2.8010	0.6900	389.2180	0.04008	0.92342	1.00000	0.99974	0.9599	0.0766	0.0000	0.0003	25.92
19	100	100	0	0	-1.43×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255710.0000	0.90171	1.00000	0.93063	0.83060	0.0983	0.0000	0.0694	0.1694	8.43
20	100	0	100	0	-1.55×10 ¹⁰	14.4620	3.0410	256510.0000	0.98034	0.60460	0.89354	0.83007	0.0197	0.3954	0.1065	0.1699	17.29
21	100	0	0	100	-1.58×10 ¹⁰	33.8470	3.5780	256510.0000	1.00000	0.07461	0.86923	0.83007	0.0000	0.9254	0.1308	0.1699	30.65
22	0	100	100	0	-3.01×10 ⁹	0.0000	0.6900	52624.6660	0.16210	1.00000	1.00000	0.96514	0.8379	0.0000	0.0000	0.0349	21.82
23	0	100	0	100	-5.31×10 ⁸	0.0230	0.6900	25914.4820	-0.00052	0.99937	1.00000	0.98283	1.0005	0.0006	0.0000	0.0172	25.46
24	0	0	100	100	-6.88×10 ⁸	14.3000	0.6900	0.1370	0.00975	0.60813	1.00000	1.00000	0.9902	0.3919	0.0000	0.0000	34.55
25	100	0	0	100	-1.58×10 ¹⁰	33.8470	3.5780	256510.0000	1.00000	0.07461	0.86923	0.83007	0.0000	0.9254	0.1308	0.1699	30.65
26	1	2	3	4	-3.05×10 ⁹	0.0000	0.6900	52624.6660	0.16478	1.00000	1.00000	0.96514	0.8352	0.0000	0.0000	0.0349	21.75
27	2	3	4	1	-1.39×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255710.0000	0.87746	1.00000	0.93063	0.83060	0.1225	0.0000	0.0694	0.1694	9.03
28	3	4	1	2	-1.40×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255710.0000	0.88205	1.00000	0.93063	0.83060	0.1180	0.0000	0.0694	0.1694	8.92
29	4	1	2	3	-1.42×10 ¹⁰	1.0030	2.3640	255850.0000	0.89516	0.97258	0.92420	0.83051	0.1048	0.0274	0.0758	0.1695	9.44

Tabla 9. Casos seleccionados para una mejor solución del multi-stakeholder

Escenario	TAC	TFW	TE	HD
	\$/y	MMm³/y	MMmetric ton CO₂e/y	Damage/y
A	-1.43×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255,710
B	-1.40×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255,710
C	-1.39×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255,710
D	-1.37×10¹⁰	0.0000	2.2220	255,710
E	-1.42×10 ¹⁰	1.0030	2.3640	255,850
F	-1.33×10 ¹⁰	0.0000	2.2220	255,710

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un modelo de programación matemática para la planificación estratégica que satisface las demandas nacionales de gas natural. El modelo propuesto incorpora opciones no convencionales, en particular el gas shale que puede usarse para disminuir las importaciones. Adicionalmente, en el modelo propuesto además de los objetivos económicos, se consideró la minimización del consumo de agua fresca, las emisiones de CO₂ y el daño a la salud de los trabajadores involucrados. Se ha presentado un enfoque de solución adecuado para lograr soluciones que compensen todos los objetivos involucrados de manera simultánea.

A lo largo del análisis presentado para el caso de satisfacer las demandas nacionales de gas natural en México, se determinó que es posible satisfacer estas demandas con un mayor beneficio, menor daño a la salud, consumo de agua fresca y emisiones de CO₂. Es factible determinar la superficie de respuesta para mostrar las compensaciones de los diferentes objetivos considerados. Los resultados han indicado que dar mayor peso al consumo de agua fresca total representa el menor porcentaje de insatisfacción y el escenario más cercano a la solución utópica, que es la mejor solución pero que es infactible. Además, se evaluó la salud ocupacional, a partir de lo cual se mostró que cuando el Profit aumenta, mayor es el daño, en cambio cuando menor es el daño, mayor es la dependencia de otro país debido a que se requiere de la importación. Sin embargo, se puede observar que la dependencia de México (al maximizar el Profit y minimizar el consumo de agua fresca) con otro país se reduce porque la demanda de gas natural se puede satisfacer con la producción nacional, sólo sustituyendo la importación con la producción de gas shale en el caso de México y utilizando métodos convencionales existentes.

Finalmente, el modelo propuesto es general y se puede aplicar a diferentes casos con otras condiciones, para lo cual debe ajustarse para incorporar fuentes no convencionales adicionales incluyendo los datos específicos para el nuevo caso. Sin embargo, el modelo puede adaptarse para incorporar estas nuevas fuentes.

REFERENCIAS

- Arredondo-Ramirez K, Ponce-Ortega JM, El-Halwagi MM (2016) Optimal planning and infrastructure development for shale gas production. *Energy Conversion and Management* 119: 91-100. DOI:10.1016/j.enconman.2016.04.038.
- Bianco V, Scarpa F, Tagliafico LA (2014) Analysis and future Outlook of natural gas consumption in the Italian residential sector. *Energy Conversion and Management* 87: 754-764. DOI:10.1016/j.enconman.2014.07.081.
- Blunt M, Fayers FJ, Orr FM (1993) Carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Energy Conversion and Management* 34: 1197-1204. DOI:10.1016/0196-8904(93)90069-M.
- Bouejla A, Chaze X, Guarnieri F, Napoli A (2014) A Bayesian network to manage risks of maritime piracy against offshore oil fields. *Safety Science* 68: 222-230. DOI:10.1016/j.ssci.2014.04.010.
- Brooke A, Kendrick D, Meeraus A, Raman R (2016) GAMS. A user's guide. GAMS Development Corporation, Washington DC.
- Cafaro DC, Grossmann IE (2014) Strategic planning, design, and development of the shale gas supply chain network. *AIChE Journal* 60(6): 2122-2142. DOI:10.1002/aic.14405.
- Carrero-Parreño, A, Reyes-Labarta, JA, Salcedo-Diaz R, Ruiz-Femina R, Onishi VC, Caballero JA, Grossmann IE. (2018) A holistic planning model for sustainable water management in the shale gas industry. *Industrial Engineering Chemistry Research*. DOI:10.1021/acs.iecr.8b02055.
- Comimsa (2000) Corporación mexicana de investigación en materiales, S. A. de C. V. <http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/ESTUDIO%20fracturacion%20de%20pozos-v2.pdf>. [Revisado Mayo 2017].
- Comimsa (2011) La extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica. <http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/6-La%20extracci%C3%B3n%20de%20Gas%20No%20Convencional.pdf>. [Revisado Mayo 2017].
- Drouven MG, Grossmann IE (2016) Multi-period planning, design, and strategic models for long-term, quality-sensitive shale gas development. *AIChE Journal* 62: 2296-2323. DOI:10.1002/aic.15174.

- Edgar TF, Himmelblau DM, Lasdon LS. Optimization of chemical processes. 2nd ed. New York: McGraw-Hill chemical engineering series; 1988.
- EIA (2018) Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/>. [Revisado Marzo 2018].
- EPA (2011) Environmental Protection Agency. https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-10/documents/hydrofracturing_faq_0.pdf. [Revisado Mayo 2017].
- Gao J, You F (2015) Shale gas supply chain design and operations toward better economic and life cycle environmental performance: MINLP model and global optimization algorithm. ACS Sustainable Chemistry and Engineering 3(7), 1282-1291. DOI:10.1021/acssuschemeng.5b00122.
- Gao J, You F (2017) Economic and environmental life cycle optimization of noncooperative supply chains and product systems: Modeling framework, mixed-integer bilevel fractional programming algorithm, and shale gas application. ACS Sustainable Chemistry and Engineering 5, 3362-3381. DOI:10.1021/acssuschemeng.7b00002.
- Gupta V, Grossman IE (2012) An efficient multiperiod MINLP model for optimal planning of offshore oil and gas field infrastructure. Industrial and Engineering Chemistry Research 51: 6823-6840. DOI:10.1021/ie202959w.
- Hassim MH, Edwards DW, (2006) Development of a methodology for assessing inherent occupational health hazards. Process Safety and Environmental Protection 84(B5): 378-390. DOI:10.1205/psep.04412.
- Kilic M, Pütün AE, Uzun BB, Pütün E (2014) Converting of oil shale and biomass into liquid hydrocarbons via pyrolysis. Energy Conversion and Management 78:461-467. DOI:10.1016/j.enconman.2013.11.002.
- Kletz T. Inherently safer chemical processes: A life cycle approach. 2nd ed. New York: Wiley; 2009.
- Li B, Xu T, Zhang G, Guo W, Liu H, Wang Q, Qu L, Sun Y (2018) An experimental study on gas production from fracture-filled hydrate by CO₂, and CO₂/N₂ replacement. Energy Conversion and Management 165: 738-747. DOI:10.1016/j.enconman.2018.03.095.
- Li P, Cai Q, Lin W, Chen B, Zhang B (2016) Offshore oil spill response practices and emerging challenges. Marine Pollution Bulletin 110(1): 6-27. DOI:10.1016/j.marpolbul.2016.06.020.

- Lira-Barragán LF, Ponce-Ortega JM, Guillén-Gosálbez, El-Halwagi MM (2016) Optimal water management under uncertainty for shale gas production. *Industrial and Engineering Chemistry Research* 55:1322-1335. DOI:10.1021/acs.iecr.5b02748.
- Martínez-Gomez J, Nápoles-Rivera F, Ponce-Ortega JM, El-Halwagi MM (2017) Optimization of the production of syngas from shale gas with economic and safety consideration. *Applied Thermal Engineering* 110: 678-685. DOI:10.1016/j.applthermaleng.2016.08.201.
- Muggeridge A, Cockin A, Webb K, Frampton H, Collins I, Moulds T, Salino P (2014) Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *The royal society publishing* 372: 20120320. DOI:10.1098/rsta.2012.0320.
- OMS (2017) Organización mundial de la salud. <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs389/es/>. [Revisado Mayo 2017].
- OSHA (2018) Occupational Safety and Health Administration. <https://www.osha.gov/>. [Revisado Marzo 2018].
- Patel J, Borgohain S, Kumar M, Rangarajan V, Somasundaran P, Sen R (2015) Recent developments in microbial enhanced oil recovery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52: 1539-1558. DOI:10.1016/j.rser.2015.07.135.
- PEMEX (2017) Petróleos mexicanos. http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-043-nacional.aspx, http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx. [Revisado Mayo 2017].
- Reilly WK, O'Farrel T, Rubin M, Jordan RP. Development document for effluent limitation guidelines and new source performance standards for the offshore subcategory of the oil and gas extraction point source category. Washington DC: United States Environmental Protection Agency; 1993.
- Rimos S, Hoadley AFA, Brennan DJ (2014) Determining the economic consequences of natural gas substitution. *Energy Conversion Management* 85: 709-717. DOI:10.1016/j.enconman.2014.03.012.
- Robson LS, Clarke JA, Cullen K, Bielecky A, Severin C, Bigelow PL, Irvin E, Culyer A, Mahood Q (2006) The effectiveness of occupational health and safety management system interventions: A systematic review. *Safety Science* 45: 329-353. DOI:10.1016/j.ssci.2006.07.003.

- Sabo K, Scitovski R, Vazler I, Zekic-Susac M (2011) Mathematical models of natural gas consumption. *Energy Conversion and Management* 52: 1721-1727. DOI:10.1016/j.enconman.2010.10.037.
- Smith IM (1993) CO₂ and climatic change: an overview of the science. *Energy Conversion and Management* 34: 729-735. DOI:10.1016/0196-8904(93)90014-2.
- U. S. Department of Energy (2017) Office of fossil Energy. <https://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery> [Revisado Mayo 2017].
- Van den Heever SA, Grossmann IE, Vasantharajan S, Edwards K (2000) Integrating complex economic objectives with the design and planning of offshore oilfield infrastructures. *Computers and Chemical Engineering* 24: 1049-1055. DOI:10.1016/S0098-1354(00)00529-9.
- WHO (2018) World Health Organization. http://www.who.int/topics/occupational_health/en/. [Revisado Agosto 2018].
- Yang L, Grossman IE, Mauter MS, Dilmore RM (2015) Investment Optimization Model for Freshwater Acquisition and Wastewater Handling in Shale Gas Production. *AIChE Journal* 61: 1770-1782. DOI:10.1002/aic.14804.