



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Obtención de ruta y diámetro
de tubería óptimo para la
línea de transporte de gas
natural "Minatitlán-Salina
Cruz".**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Civil

P R E S E N T A

Omar López Leriche

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Marcos Trejo Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mis papás y hermanos.

A Alicia.

Agradecimientos

A la UNAM por haberme brindado la oportunidad recibir la mejor educación posible en México.

A la Facultad de Ingeniería por acogerme durante todos estos años y darme los conocimientos necesarios para permitirme ser hoy en día un Ingeniero Civil comprometido con la búsqueda del bienestar de la sociedad.

A todos y a cada uno de los profesores que formaron parte de mi aprendizaje durante la carrera y en especial a la Dra. Lilia, quien siempre se esmeró por mi aprendizaje y me apoyó en mi carrera profesional como atleta de alto rendimiento. Siempre estaré agradecido con ella, puesto que ella me permitió continuar mi pasión por el remo sin tener que verme perjudicado en el ámbito escolar.

A Alberto Escalera, por permitirme hacer uso de los conocimientos de la empresa para el desarrollo de mi tesis. Mas allá de haber sido mi jefe, siempre lo veré como mi mentor y mi amigo.

A Fermín por ser una persona tan presente en mi vida, quien siempre ha visto por mí. Nuestra pasión por el ejercicio nos juntó en esta vida y hoy en día es la ingeniería quien nos ha mantenido tan cercanos.

A Alejandro por ser uno de mis primeros amigos y estar en todo momento apoyándome.

A Icaria por esa amistad que comenzó desde hace muchos años y aunque en diversas ocasiones está en otro país, siempre hace todo lo posible por estar presente. Ella es la culpable por mi gusto tan apasionado por Joaquín Sabina.

Ulises por haberme ayudado con la redacción de mi tesis.

A Jorge, mi hermano quien siempre ha estado a mi lado. Solo me viene en este momento a la cabeza su apoyo incondicional durante mi carrera deportiva, al estar siguiendo todas mis carreras en la bici, transmitiéndome la calma y confianza que uno puede llegar a perder en momentos de desesperación. Sin duda alguna eres una pieza fundamental en mi vida.

A Gaby, mi hermana quien siempre ha cuidado de mi como la hermana mayor que es. Gracias por haber dejado todo a un lado y haber cuidado de Milka y Loki.

A mi mamá quien siempre ha visto por mí. Siempre estaré agradecido por que hayas ganado la batalla contra el cáncer y siga conmigo. Sin duda alguna todo lo que soy hoy en día se lo debo a ella.

A mi papá, que siempre ha luchado por que tenga la mejor vida posible. Por esta amistad que hemos ido formando y ser mi primer maestro en la vida. Eres la persona que me ha enseñado el significado de la disciplina, la dedicación y la perseverancia. Te admiro mucho.

A Alicia, mi pareja y mi mejor amiga por ser la persona que ha decidido vivir su vida a mi lado. Por todas esas risas que hemos disfrutado juntos, por ser quien me ayuda a afrontar mis miedos y a ayudarme a superarme día a día. Sin tu apoyo no hubiera podido terminar esta tesis y por eso gracias. Sin duda alguna eres de las mejores cosas que me han pasado en la vida. Gracias por seguir luchando por tus sueños y permitirme formar parte de ellos.

Índice

INTRODUCCIÓN	1
1 ANTECEDENTES	2
1.1 HIDROCARBUROS.....	2
1.1.1 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	3
1.2 GAS NATURAL.....	5
1.2.1 PROCESAMIENTO	6
1.2.2 TRANSPORTE.....	10
1.2.3 ALMACENAMIENTO	11
1.2.4 MERCADO MUNDIAL.....	13
1.3 LA IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO.....	15
1.3.1 SECTOR ELÉCTRICO	16
1.3.1.1 Prospectiva de generación eléctrica	17
1.3.2 SECTOR PETROLERO.....	19
1.3.3 SECTOR INDUSTRIAL	20
1.3.4 SECTOR AUTOTRANSPORTE Y SERVICIOS.....	20
1.3.5 RESERVAS, PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL	21
1.3.6 INFRAESTRUCTURA EN TRANSPORTE.....	22
2 ENVÍO DE GAS NATURAL AL SURESTE DE LA REPÚBLICA MEXICANA	27
2.1 GASODUCTO SUR DE “TEXAS-TUXPÁN”	27
2.2 ESTACIÓN DE COMPRESIÓN “CEMPOALA”	28
2.3 GASODUCTO JÁLTIPAN-SALINA CRUZ”	30
2.4 MUNICIPIO DE MINATITLÁN.....	31
2.5 MUNICIPIO DE SALINA CRUZ	32
2.6 EL ISTMO DE TEHUANTEPEC	33
2.7 VENTAJAS DE LA CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO “JÁLTIPAN-SALINA CRUZ”	34
3 METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN	35
3.1 ASPECTOS A CONSIDERAR PARA EL TRAZADO DE LAS RUTAS	37
3.2 TRAZADO DE LAS RUTAS PROPUESTAS	37
3.2.1 CORRECCIÓN DEL TRAZO.....	40
3.2.2 EVALUACIÓN DE LAS RUTAS PROPUESTAS	50
3.2.3 SELECCIÓN DE LA RUTA ÓPTIMA.....	57
3.2.4 DESCRIPCIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA RUTA ÓPTIMA.....	57
3.3 MODELO HIDRÁULICO.....	67
3.3.1 ESPESOR DE PARED.....	72
3.3.2 ANÁLISIS HIDRÁULICO	76
3.3.3 RESULTADOS DE SIMULACIONES DE CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSPORTE	78
3.3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	85
3.3.5 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO	87
4 CONCLUSIONES	88
REFERENCIAS	90
ÍNDICE DE DIAGRAMAS, GRÁFICAS, IMÁGENES Y TABLAS	94

Introducción

El incremento de la demanda eléctrica nacional va de la mano con el crecimiento de la industria y población en el país. Para poder cubrir el incremento de la demanda a largo plazo, la Secretaría de Energía (SENER) se encarga de dirigir las actividades de planeación del sistema eléctrico nacional donde cada año presenta el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) para un periodo de 15 años.

En el periodo 2018-2032, el PRODESEN plantea la adición aproximada de 4,000 MW en los estados de Veracruz y Oaxaca. Para lograr este objetivo se puede utilizar la tecnología de ciclo combinado a partir de gas natural como combustible para aportar gran parte de la energía contemplada a adicionar en estos estados, siempre y cuando se haga la inversión en infraestructura de transporte de gas natural necesaria para poder proveer del hidrocarburo a la región.

Debido a las condiciones geográficas del Istmo de Tehuantepec y a la infraestructura en transporte de gas natural ya existente en el país, es factible enviar gas natural al estado de Oaxaca. Esto, mediante la construcción de un gasoducto que se interconecte con el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) perteneciente al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).

En diciembre de 2014, el gasoducto “Jáltipan – Salina Cruz” fue declarado un proyecto estratégico para la SENER, donde el objetivo principal es incrementar la disponibilidad del combustible en la región del Istmo de Tehuantepec.

En esta tesis se busca proponer una ruta y diámetro de tubería óptimo que sea técnicamente viable para una línea de transporte de gas natural que permita llevar el hidrocarburo del municipio de Minatitlán, en el Estado de Veracruz, al municipio de Salina Cruz, en el Estado de Oaxaca, haciendo factible el abasto de gas natural para la generación de 1,000 MW a partir de la tecnología de ciclo combinado.

1 Antecedentes

1.1 Hidrocarburos

Los hidrocarburos son el tipo de compuesto orgánico más sencillo, al contener sólo átomos de carbono (C) e hidrógeno (H). Los hidrocarburos son utilizados para la calefacción doméstica e industrial, para la generación eléctrica, el suministro de energía a motores de combustión interna y como materia prima para la industria química. (Chang, 2013).

La combinación de carbono e hidrógeno tiene la posibilidad de formar cadenas con diferentes extensiones (en función al número de átomos de carbono que contengan) debido a las posibles combinaciones que se pueden generar existen diferentes tipos de hidrocarburos con características propias. En la *Tabla 1 Hidrocarburos de cadena lineal*, se muestran las primeras diez posibles combinaciones de carbono e hidrogeno con sus respectivos nombres. (ibídem)


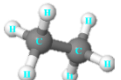
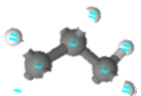
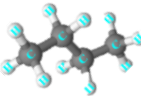
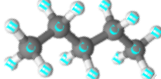
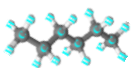
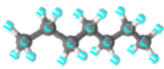
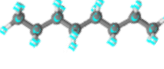
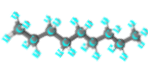
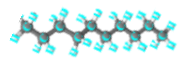
Nombre	Fórmula	Modelo molecular
Metano	CH ₄	
Etano	C ₂ H ₆	
Propano	C ₃ H ₈	
Butano	C ₄ H ₁₀	
Pentano	C ₅ H ₁₂	
Hexano	C ₆ H ₁₄	
Heptano	C ₇ H ₁₆	
Octano	C ₈ H ₁₈	
Nonano	C ₉ H ₂₀	
Decano	C ₁₀ H ₂₂	

Tabla 1. Hidrocarburos de cadena lineal.

1.1.1 Yacimientos de Hidrocarburos

Un yacimiento o depósito petrolífero es la acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo contenidos en rocas porosas o fracturadas, reteniendo los hidrocarburos por su baja permeabilidad. Estos recursos se formaron a partir de materia orgánica proveniente de plantas, microorganismos, bacterias y algas depositados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a condiciones de altas presiones y temperaturas. (Pemex, 1999).

Yacimiento de aceite y gas disuelto: Este tipo de yacimientos contiene gas disuelto en el aceite y dependiendo de la presión original en el yacimiento, así como de la saturación del mismo, se puede presentar gas asociado libre o simplemente gas asociado disuelto. (Portillo, 2011).

Yacimiento de aceite bajo saturado: La presión original en el yacimiento es mayor a la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos. Todo el gas en el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite. Este gas se conoce como gas asociado disuelto. (idem).

Yacimiento de aceite saturado: La presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos. Una parte del gas se encuentra disuelta en el aceite y otra parte se localiza en la parte superior del yacimiento en estado gaseoso que se conoce como gas asociado libre o casquete. (ibídem).

Yacimientos de gas seco: También llamado gas no asociado, en este tipo de yacimientos el gas no se encuentra contenido en el petróleo crudo ni tampoco en forma de casquete, sin embargo, está presente en el yacimiento. Las características originales de presión, temperatura y composición son tales que, durante su vida productiva, el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie (ibídem).

Yacimiento de gas y condensados: Los yacimientos de gas condensado contienen un gas monofásico a condiciones de yacimiento originales. Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura no cambia sin embargo la presión se reduce por lo que se presentarán dos fases. A este fenómeno se le conoce como condensación retrógrada. (idem).

Yacimiento de gas húmedo: Estos yacimientos en condiciones originales presentan los hidrocarburos en fase gaseosa. Al momento de disminuir la presión en el yacimiento provocado por la producción, una porción del gas remanente se condensa debido a la reducción de presión y temperatura en la superficie (ídem).

En el *Diagrama 1. Yacimientos de hidrocarburos*, se puede apreciar los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos y sus características.

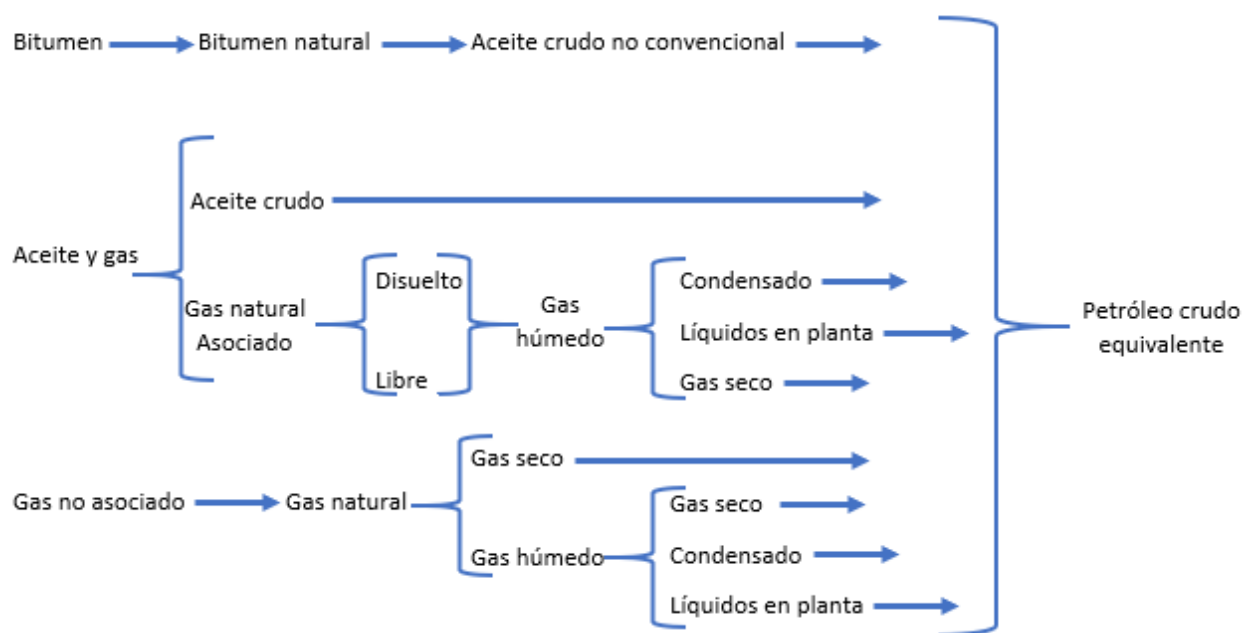


Diagrama 1. Yacimientos de hidrocarburos.

Yacimientos no convencionales. Los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que ocasionan que el movimiento del fluido sea lento, ya que las rocas son poco permeables (ACP, 2017)

Para la explotación de estos yacimientos, se utiliza una técnica de estimulación hidráulica la cual consiste en realizar microfracturas al inyectar un fluido a la capa que contiene al hidrocarburo, que debido a la alta presión con la que es inyectado, libera el hidrocarburo a través

de las microfracturas creadas. El fluido inyectado a altas presiones para la generación de las microfracturas, tiene una composición de 90% agua, 9.5% arena y 0.5% aditivos. (ídem).

Gas en arenas compactas: Se conoce como gas en arenas compactas (Tight Gas) al gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos son generalmente formaciones de areniscas, aunque también se pueden encontrar en formaciones calizas. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos. (Martínez y Peña, 2016).

La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional y, para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas. (ídem).

Gas Lutita: El gas lutita (shale gas) se encuentra en yacimientos compuestos principalmente por lutitas. La lutita tiene una baja permeabilidad, por lo que se utiliza la técnica de estimulación hidráulica para aumentar la producción del yacimiento (ibídem).

El gas lutita ha sido explotado durante décadas en las zonas donde se produjeron fracturas naturales de la lutita. En la actualidad, debido a la tecnología de fractura hidráulica, se ha incrementado la explotación del gas lutita (ibídem).

Con la llegada del gas lutita, las reservas mundiales de gas natural han aumentado y a su vez, el precio de la molécula del hidrocarburo ha disminuido debido a su sobre oferta (ibídem).

1.2 Gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentran en estado gaseoso a condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Como se menciona anteriormente, se puede encontrar asociado al petróleo o en yacimientos que son únicamente de gas. Dependiendo de sus condiciones en yacimientos el gas natural se puede clasificar en:

Gas asociado: es aquel gas que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y nafta.

Gas no asociado: es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.

Como muchos gases, el gas natural es un fluido de baja densidad y viscosidad. Debido a que es inodoro se le agregan aditivos para adicionarle un olor, para que de esta forma pueda ser detectado en caso de una fuga.

El gas natural comercial está compuesto en un 95% por metano. El metano es la molécula más simple de los hidrocarburos. El otro 5 % está conformado por etano (C₂H₆), propano (C₃H₈) y otros hidrocarburos más pesados. (SENER,2019)

En algunos casos se pueden encontrar impurezas como trazas de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua. En la *Tabla 2. Composición química del gas natural*, se muestra la composición química del gas natural. (idem).

Componente	Composición química	Gas no asociado (%)	Gas asociado (%)
Metano	CH ₄	95 a 98	60 a 80
Etano	C ₂ H ₆	1 a 3	10 a 20
Propano	C ₃ H ₈	0.5 a 1	5 a 12
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2 a 0.5	2 a 5
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2 a 0.5	1 a 3
Dióxido de Carbono	CO ₂	0 a 8	0 a 8
Nitrógeno	N ₂	0 a 5	0 a 5
Ácido Sulfhídrico	CH ₂ S	0 a 5	0 a 5
Otros	A,He,Ne,Xe	trazas	Trazas

Tabla 2. Composición química del gas natural.

1.2.1 Procesamiento

Una vez extraído el gas natural de los yacimientos, requiere de un procesamiento para poder cumplir con los estándares de calidad establecidos en la *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas natural*. Ésta especifica que el gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución; así como el que es entregado por los suministradores a permisionarios y a usuarios, deberá cumplir con los parámetros establecidos

en la *Tabla 3. Especificaciones del gas natural*, donde el gas natural, debe estar técnicamente libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos, materiales sólidos, polvo, gomas y otros gases que puedan afectar el funcionamiento e integridad de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH ₄)-Min.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O ₂)-Max.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N ₂)-Max.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Max.	%vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol	14,00	12	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos-Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2)(1)	271,15 (-2)	271,15 (-2)
Humedad (H ₂ O)-Max.	mg/m ³	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m ³	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m ³	43,60	43,60	43,60	43,60
Índice Wobbe-Min.	MJ/m ³	45,20	46,20	47,30	48,20
Índice Wobbe-Max.	MJ/m ³	53,20	53,20	53,20	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Max.	mg/m ³	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Max.	mg/m ³	150,00	150,00	150,00	150,00

Tabla 3. Especificaciones del gas natural.

En el *Diagrama 2. Etapas de procesamiento del gas natural*, se muestran los diversos procesos que permitirán cumplir con las especificaciones establecidas en la *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-010, Especificaciones del Gas natural*.

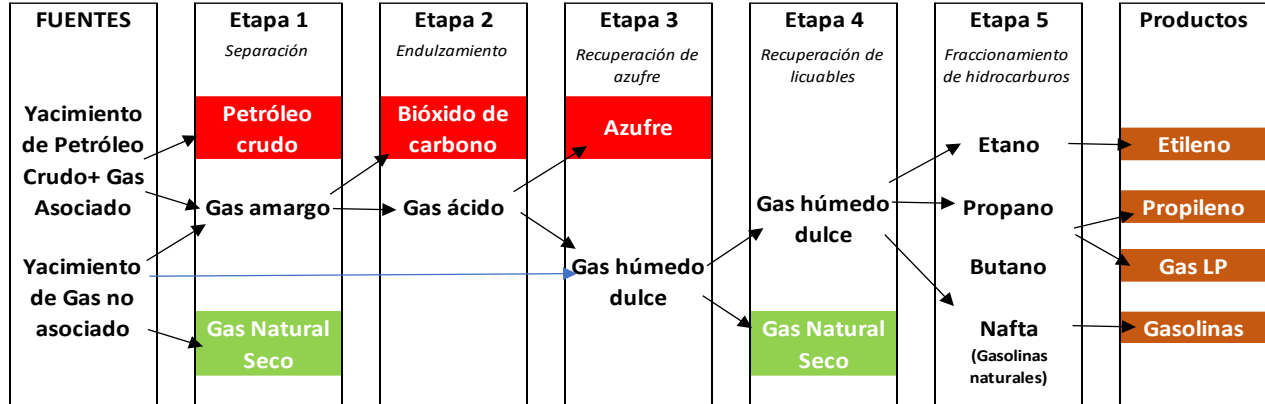


Diagrama 2. Etapas de procesamiento del gas natural (SENER,2019).

Etapa 1. Separación

En el proceso de separación se busca separar mezclas de líquidos y gases aprovechando la densidad de cada uno de ellos. El gas natural es la sustancia menos densa por lo que se localizará en la parte superior del separador, mientras que el agua es la sustancia con mayor densidad por lo que se depositará en la parte inferior del separador, y el petróleo flotará sobre el agua. En algunas ocasiones, los yacimientos de gas no asociado no requieren de la etapa de separación. (Redonda, 2008).

Etapa 2. Endulzamiento

En los yacimientos junto con el gas, el crudo y el agua hay otras sustancias como el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (CH_2S). El dióxido de carbono, al mezclarse con el agua produce corrosión y en condiciones de baja temperatura, puede producir taponamientos por solidificación. Por otra parte, el ácido sulfhídrico es un compuesto altamente tóxico, por lo que ambas sustancias son removidas de los hidrocarburos. (Gutiérrez,2013)

En este proceso, una solución acuosa de amina, denominada amina pobre, reacciona con los gases ácidos formando compuestos que son solubles en agua, separando al gas natural de los compuestos ácidos. El ciclo es cerrado en un proceso de regeneración de amina, en donde se

remueven las sustancias absorbidas en la solución, para posteriormente reutilizar la amina pobre. Como resultado de este proceso, se deriva el gas dulce, gas húmedo y gas ácido. (ídem).

Etapa 3. Recuperación de azufre

El gas ácido compuesto por ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), provenientes del proceso de endulzamiento, se envía a un reactor térmico (cámara de combustión). Posteriormente es enviado a reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del ácido sulfhídrico en azufre elemental. En esta etapa se busca recuperar hasta el 97% del ácido sulfhídrico contenido en el gas. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido.

El gas producto del proceso anterior, aún contiene un porcentaje de ácido sulfhídrico, por lo que es incinerado para convertir el ácido sulfhídrico en dióxido de azufre (SO_2) el cual es menos contaminante. (Pemex,2019)

Etapa 4. Recuperación de licuables

Si el contenido de vapor de agua en el gas es muy alto, se corre el riesgo que en los gasoductos se formen hidratos de metano sólidos, generando grandes daños al sistema de transporte. En caso de que el gas supere los límites de vapor de agua, éste tendrá que ser deshidratado.

Posterior a la deshidratación, se retiran los hidrocarburos líquidos mediante un proceso de destilación criogénica, donde se separa cada uno de los productos como: etano, propano, butano y nafta (nafta es el nombre de una gasolina, mezcla de hidrocarburos, obtenida del petróleo al momento de ser destilado. Se utiliza como combustible en motores de combustión interna y como solvente). (ídem).

1.2.2 Transporte

Una vez procesado el gas natural y puesto en norma para su venta y uso, requiere ser transportado, este procedimiento es llevado a cabo principalmente por dos posibles métodos: el transporte terrestre a través de gasoductos y el transporte marítimo a través de buques metaneros.

Gasoducto

El sistema más recurrido de transporte terrestre de gas natural entre dos puntos determinados se realiza a través de gasoductos (tuberías de acero al carbón, de elevada elasticidad). En México los gasoductos van enterrados aproximadamente a 1.20 metros de profundidad, como lo especifica la NORMA Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

La capacidad de transporte de los gasoductos depende del diámetro y la diferencia de presión entre los puntos de recibo y entrega.

Para poder aumentar la capacidad de transporte en los gasoductos se utilizan estaciones de compresión, las cuales ayudan a compensar las pérdidas piezométricas que se producen por fricción y a causa de piezas especiales a lo largo del trayecto de la tubería.

Gas natural licuado

Esta metodología es empleada para el transporte marítimo del gas natural, que consiste en someter al gas natural a un proceso de licuefacción, llevándolo a una temperatura de -160°C , por lo que se denomina gas natural licuado (GNL). El GNL es inodoro, incoloro, inocuo.

Al llevar a cabo el proceso de licuefacción, el gas natural reduce su volumen 600 veces, haciendo posible su transportación a precios competitivos a través de buques metaneros. La capacidad de transporte de los buques metaneros varía entre 19,000 y 145,000 m^3 . (Page, 2014)

Para su transporte el GNL se transfiere de los tanques de almacenamiento de la planta de licuefacción a los buques por medio de tuberías de descarga que están diseñados para operar a temperaturas criogénicas. El transporte se realiza en buques de casco doble diseñados para prevenir fugas o rupturas. Una vez transportado el GNL, este es llevado a una terminal de regasificación donde el GNL será depositado en tanques de almacenamiento (Felix, 2013).

Gas natural comprimido

El gas natural comprimido (GNC) es el gas natural comprimido a altas presiones, en un rango de 250 bares, dependiendo de la normativa establecida en cada país. Al comprimir el gas natural, éste reduce su volumen 100 veces. (Martínez y Peña, 2016).

Este método de transporte de gas natural, permite abastecer del hidrocarburo a lugares donde la demanda es insignificante para la construcción de un gasoducto. (ídem).

El GNC se almacena en módulos independientes de hasta 1,500m³ de capacidad cada uno. A diferencia del GNL, el GNC es transportado a temperatura ambiente. (ídem)

1.2.3 Almacenamiento

El almacenamiento del gas natural es una práctica utilizada por los países desarrollados, donde el almacenamiento del hidrocarburo les permite administrar a los diversos sectores de manera eficiente. Al almacenar el gas natural permite cubrir en todo momento las variaciones de la demanda.

Almacenamiento subterráneo.

El tipo de almacenamiento más común y favorable, desde los puntos de vista técnicos y económicos, es el almacenamiento subterráneo. El almacenamiento subterráneo de gas natural

se lleva a cabo en yacimientos de crudo o de gas no asociado ya agotados, en acuíferos, o en cavernas salinas que cumplan las condiciones de porosidad y permeabilidad necesarias para lograr almacenarlo. Las distintas instalaciones de almacenamiento de gas natural se pueden clasificar entre sí por la capacidad de almacenamiento y el volumen de “gas colchón” (el gas colchón es aquel gas necesario para asegurar una presión y una capacidad de extracción constante) que a su vez, determinan el volumen de “gas útil” (el gas útil, es aquel gas inyectado que posteriormente podrá ser extraído), y las tasas de inyección y extracción del almacenamiento, que definen el tipo de servicio que se puede prestar con las instalaciones. La operación de estos puntos de almacenamiento consiste en inyectarlo durante el verano, y posteriormente extraerlo para su uso durante el invierno. (Bray, 2002).

En la actualidad, existen alrededor de 550 instalaciones de almacenamiento subterráneo en todo el mundo, de las cuales dos terceras partes se encuentran en Estados Unidos y la mayoría del resto en Europa. (ídem).

Almacenamiento de gas natural licuado

Otra alternativa para el almacenamiento del gas natural es mediante la licuefacción del hidrocarburo y su almacenado en tanques de plantas de regasificación.

La construcción de tanques de almacenamiento ha sido una necesidad creciente debido a las variaciones de producción-venta, mantenimiento de líneas de llenado y distribución, disminución del tiempo de suministro, entre otras.

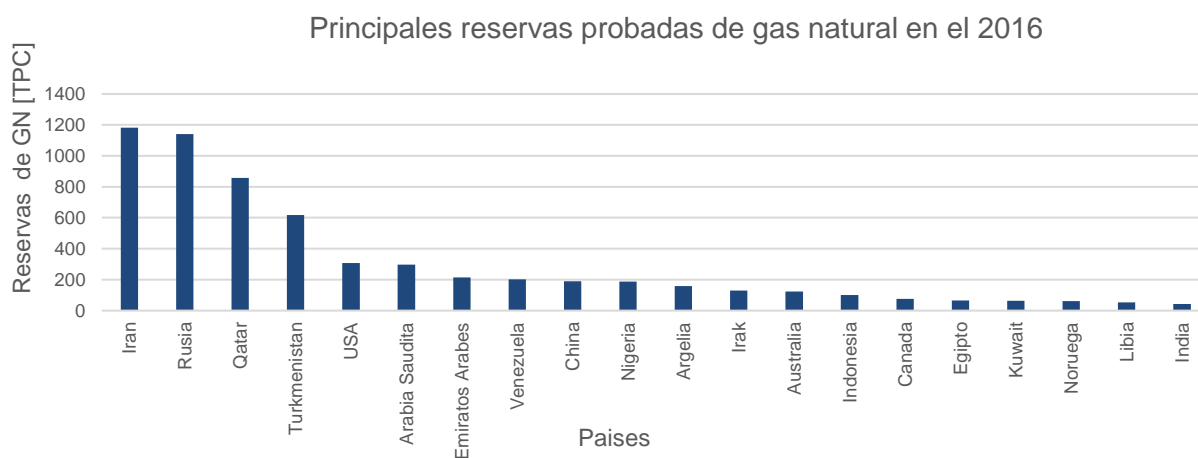
El interior de los tanques de almacenamiento de GNL es de acero inoxidable, diseñados para soportar las bajas temperaturas que se requieren para mantener al GNL. El exterior está constituido por hormigón armado, impermeable a los vapores de gas natural que se pudieran producir como consecuencia de una fuga dentro del taque interior. Entre la capa interior y exterior del tanque, existe un espacio relleno de un material aislante. (Félix, 2013).

El almacenamiento de GNL permite altos niveles de entrega y da la flexibilidad operativa para atender los picos de demanda de manera rápida y eficaz. Sin embargo, esta tecnología presenta

capacidades de almacenamiento limitada y tiene los costos de construcción y operación más altos en comparación con otros métodos de almacenamiento.

1.2.4 Mercado mundial

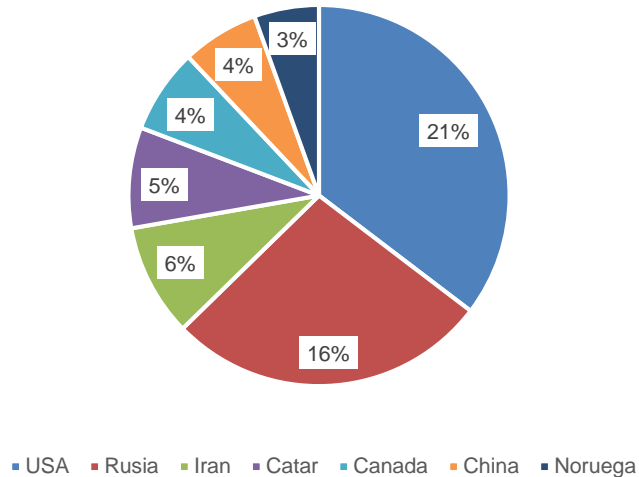
De acuerdo con los datos publicados por British Petroleum, a finales del año 2016 la suma total de las reservas probadas de gas natural fue de 6,588 TPC. Los países con mayores reservas fueron Irán, Rusia, Qatar, Turkmenistán y Estados Unidos. La suma de las reservas de estos cinco países, representaron el 62.32% del total de las reservas mundiales probadas de gas natural para ese mismo año. En la *Gráfica 1. Principales reservas probadas de gas natural probadas en el año 2016*, se pueden apreciar los 20 países con mayor número de reservas probadas de gas natural en el año 2016 (bp,2017).



Gráfica 1. Principales reservas probadas de gas natural en el 2016.

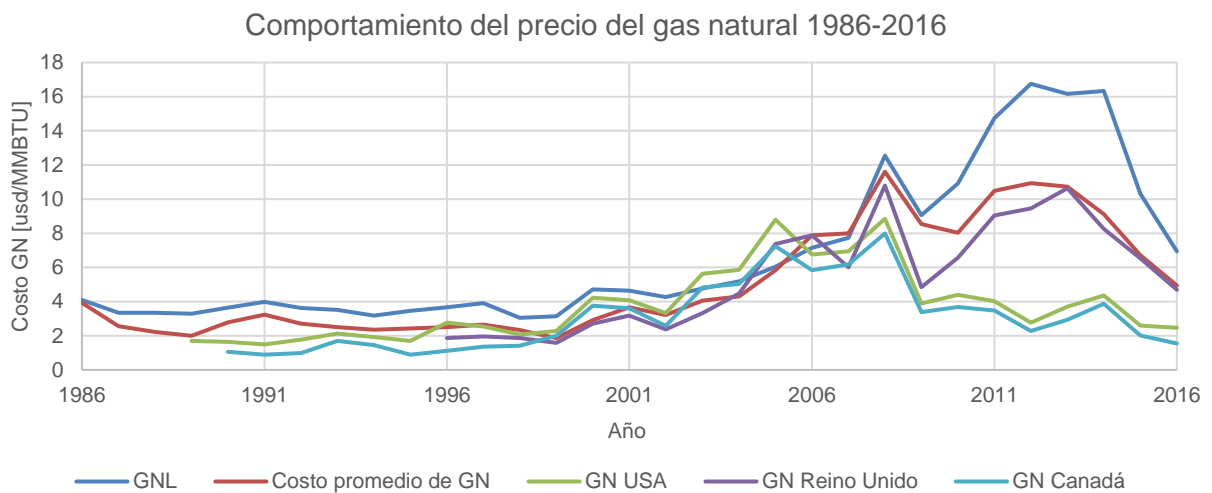
La producción mundial de gas natural para el año 2016 fue de 125.42 TPC, siendo Estados Unidos el país con mayor aportación con un volumen de 26.45 TPC seguido por Rusia con 20.46 TPC. En la *Gráfica 2. Producción mundial de gas natural en el año 2016*, se puede apreciar el porcentaje de participación de los principales países productores de gas natural en el año 2016 (ibídem).

Producción mundial de gas natural en el año 2016



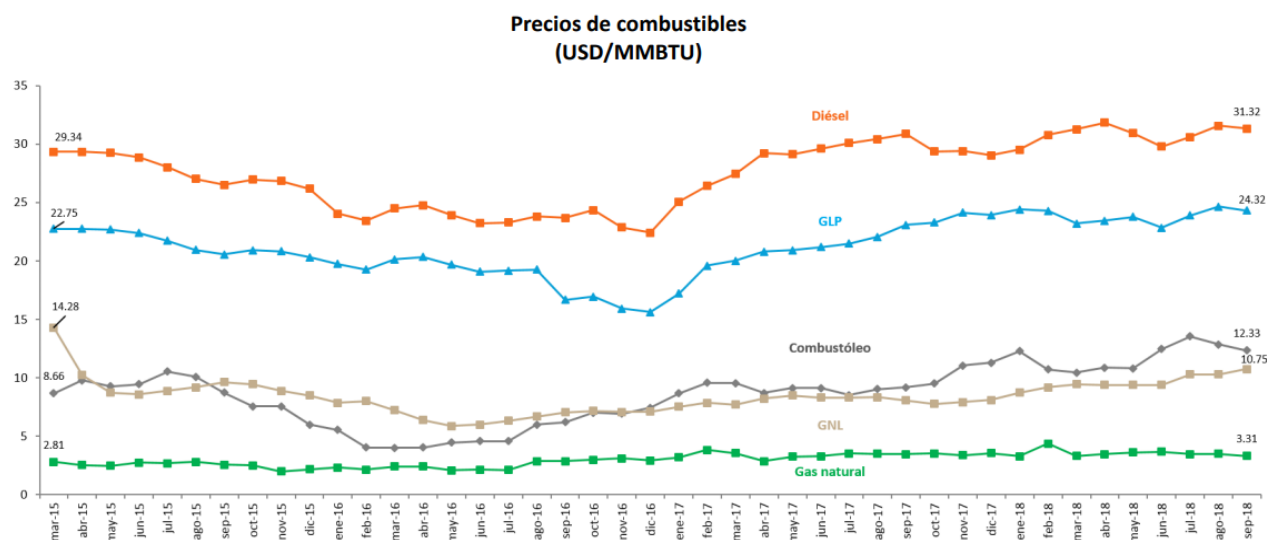
Gráfica 2. Producción mundial de gas natural en el año 2016.

Debido al incremento en la producción de gas natural, los nuevos métodos para extraer el hidrocarburo, así como el hallazgo de nuevas reservas probadas que garantizan el suministro del hidrocarburo por más de 50 años, el precio actual del gas natural se asemeja al precio que tenía en 1986. En la *Gráfica 3. Comportamiento del precio del gas natural 1986-2016*, se puede apreciar el costo del gas natural a lo largo del periodo 1986-2016 (ibídem).



Gráfica 3. Comportamiento del precio del gas natural 1986-2016.

El gas natural es el combustible más económico comparado contra otros combustibles de uso común. El GNL a pesar de su sobre costo debido al proceso de criogenia, es el segundo combustible más económico. En la *Gráfica 4. Precios de los combustibles 2015-2018*, se puede observar el comportamiento de los precios de diferentes combustibles durante el periodo de marzo de 2015 a septiembre de 2018 donde en todo momento, el precio del gas natural es el más bajo y a diferencia de los demás combustibles, este prácticamente mantuvo el mismo precio. (SENER,2018).



Gráfica 4. Precios de los combustibles 2015-2018 (SENER,2018).

1.3 La importancia del gas natural en México

En los últimos años la demanda de gas natural ha ido incrementando en México, debido principalmente a la ampliación en la generación de energía eléctrica a partir de este combustible, mediante planas de ciclo combinado. Esta tecnología de generación eléctrica se caracteriza por operar de forma continua y presenta una eficiencia superior a las tecnologías convencionales, siendo 1.4 veces más eficiente que una planta termoeléctrica convencional. Las emisiones de CO₂, resultado de la quema de gas natural para el proceso de generación eléctrica a partir de la tecnología de ciclo combinado, son inferiores al valor medio de emisiones de CO₂ del sector eléctrico.

A partir del 2014, la Comisión Federal de Electricidad comenzó la conversión de sus unidades de generación termoeléctricas a combustión dual, con el objetivo de utilizar gas natural en lugar de combustóleo como combustible, permitiendo disminuir los costos de generación y el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Por otra parte, los sectores petrolero e industrial consumen un porcentaje considerable de gas natural en el país, mientras que los sectores residenciales, de servicios y de autotransporte han ido incrementando la demanda del hidrocarburo gradualmente.

En el año 2016 se registró una demanda de 7,618 MMPCD, donde el sector eléctrico tuvo el mayor consumo, con una participación de 50.9% seguido por los sectores petrolero e industrial con 27.9% y 19.5% respectivamente. (SENER, 2017).

1.3.1 Sector eléctrico

Debido a las características geográficas, recursos naturales y demanda presente en México, se puede llevar a cabo la implementación de diferentes tipos de tecnologías de generación eléctrica que garanticen el suministro eléctrico en todo momento, ofreciendo flexibilidad operativa al menor costo, así como la menor emisión de gases de invernadero posible.

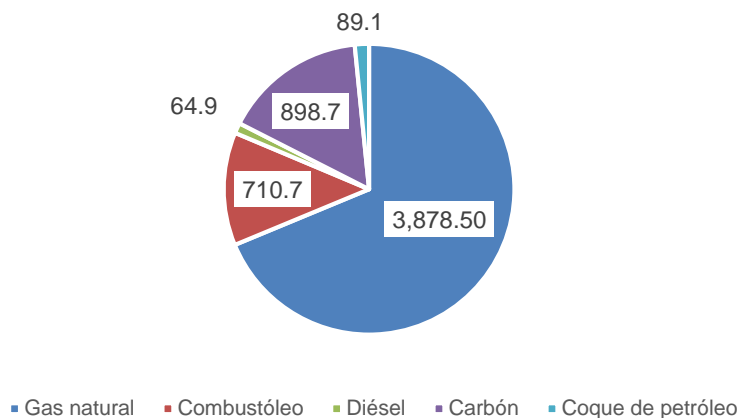
Estas condiciones promueven la competitividad entre las empresas y la industria para ofrecer más y mejores productos y servicios, repercutiendo directamente en el incremento de calidad de vida de los consumidores y a su vez, en el crecimiento económico del país.

La demanda de gas natural para el sector eléctrico nacional, presentó un incremento del 62.3%, pasando de 2,389.6 MMPCD en 2006 a 3,878.5 MMPCD en el 2016. Esto es debido principalmente a la estrategia que planteó CFE en reducir el consumo de combustibles caros y contaminantes por otros de menor costo y más amigables con el medio ambiente, al convertir las centrales de generación termoeléctrica a combustión dual para el consumo de gas natural, así como la construcción de nuevas centrales de generación de ciclo combinado. (ibídem).

Al cierre del 2016, la demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico fue de 5,641.9 MMPCDGNE. En la *Gráfica 5. Demanda nacional de combustibles del sector eléctrico 2016*, se

puede apreciar la participación de cada uno de los combustibles fósiles empleados para la generación eléctrica (ibídem).

Demanda nacional de combustibles del sector eléctrico 2016
(MMPCDGNE)



Gráfica 5. Demanda nacional de combustibles del sector eléctrico 2016.

1.3.1.1 Prospectiva de generación eléctrica

Para el año 2017, la SENER contabilizó la capacidad instalada con la que contaba el sistema eléctrico nacional, la cual fue de 75,685 MW donde el 70.5% correspondió a la generación eléctrica a partir de tecnologías convencionales, mientras que el 29.5% pertenece a tecnologías limpias. (SENER, 2018).

El crecimiento del sistema eléctrico nacional de crecer a la par de la población e industria de la República Mexicana para lograr cubrir la futura demanda. Con el fin de satisfacer el crecimiento en la demanda eléctrica nacional, la SENER tiene estimado un crecimiento medio anual de 3.1% del parque de generación durante el periodo 2018 a 2032. (ídem).

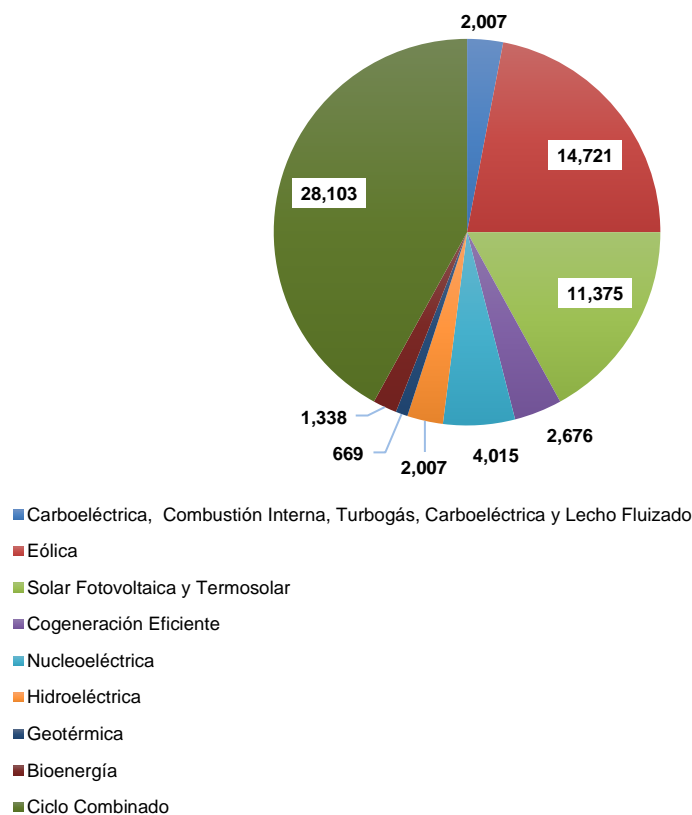
Para el año 2032, la capacidad total instalada del parque de generación nacional será de 130,292 MW, considerando las adiciones y retiros de las unidades de generación eléctrica a lo largo de este periodo. La capacidad instalada estará conformada 55% por tecnologías convencionales y 45% por tecnologías limpias, donde los ciclos combinados, así como las centrales eólicas e hidroeléctricas, predominarán en el parque de generación nacional. (ídem).

Las tecnologías termoeléctrica y turbo gas, serán retiradas del parque de generación a una tasa media anual de 8% y 11% respectivamente, mientras que el retiro de la tecnología convencional carboeléctrica se tiene contemplada a partir del año 2029. (ídem).

Las tecnologías de generación limpias incrementarán su implementación a una tasa media anual de 6.4% de las cuales las tecnologías fotovoltaica y eólica presentarán el mayor crecimiento con 22% y 11% de crecimiento medio anual respectivamente. Para la tecnología de generación hidroeléctrica se tiene estimado un crecimiento moderado del 2% anual. (ídem).

Por parte de las tecnologías convencionales, la tecnología de ciclo combinado a partir de gas natural aportará el 42% del total de la capacidad adicional requerida. En la *Gráfica 6. Adición de MW por tecnología 2018-2032.*, se puede observar la aportación en MW de las tecnologías de generación eléctrica a adicionar en el sistema eléctrico nacional para el periodo 2018-2032. (ídem).

Adición de MW por tecnología 2018-2032



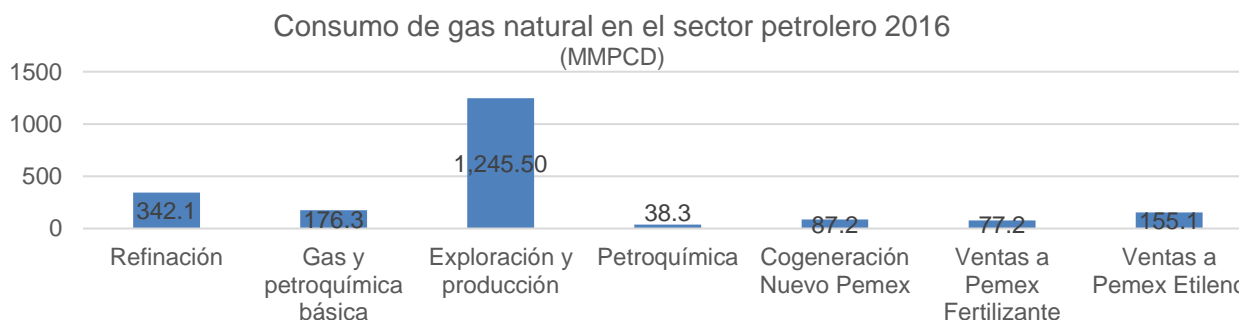
Gráfica 6. Adición de MW por tecnología 2018-2032.

Asimismo, se tiene contemplado la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica en la mayoría de las entidades del país, esto para lograr cubrir todas las necesidades y brindar mayor flexibilidad operativa al sistema de generación eléctrica nacional. De los estados donde se pretenden instalar nuevas centrales de generación eléctrica destacan: Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Sonora, Oaxaca, Sinaloa y Coahuila, que en conjunto concentrarán 50% de la nueva capacidad instalada. (idem).

Para lograr cumplir las expectativas de generación eléctrica del PRODESEN 2018-2032, es necesario contemplar el abastecimiento de los combustibles a utilizar en cada una de las tecnologías de generación eléctrica. En el caso de las centrales de ciclo combinado que aportarán el 42% de generación eléctrica de las tecnologías convencionales, es necesaria contemplar la demanda del hidrocarburo y el estudio de los sistemas de transporte de gas natural en México para poder detectar a tiempo los cuellos de botella y poderlos poder evitar problemas en el suministro del hidrocarburo en un futuro.

1.3.2 Sector petrolero

En el sector petrolero el gas natural tiene la mayor aportación con el 91.6% seguido por combustóleo y diésel con 5.4% y 2.6% respectivamente. Pese a que el gas natural es de mucha importancia en este sector, el consumo del hidrocarburo ha ido disminuyendo durante los últimos años, pasando de 2,160 MMPCD en 2006 a 2,122 MPPCD. En la *Gráfica 7. Consumo de gas natural en el sector petrolero 2016*, se muestran las áreas donde se utilizó el hidrocarburo. (ibídem).

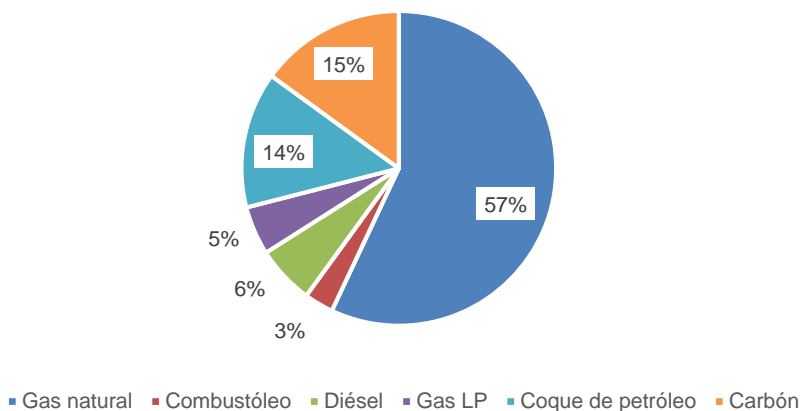


Gráfica 7. Consumo de gas natural en el sector petrolero 2016.

1.3.3 Sector industrial

La demanda de gas natural en el sector industrial ha ido incrementando en los últimos años al pasar de 1,014 MMPCD en 2006 a 1,484.1 en 2016. La demanda de combustibles fósiles en este sector industrial fue de 2,586.0 MMPCDGNE. En México, el gas natural es el principal combustible fósil consumido por este sector. En la Gráfica 8. *Demanda de combustibles en el sector industrial 2016*, se puede observar el porcentaje de aportación que tuvo cada uno de los combustibles fósiles en el sector industrial. (SENER, 2017).

Demanda de combustibles en el sector industrial



Gráfica 8. Demanda de combustibles en el sector industrial.

La industria química y la industria de metales básicos son las principales consumidoras de este hidrocarburo, dada la importancia del gas como materia prima o como combustible directamente utilizado en los procesos productivos.

1.3.4 Sector Autotransporte y servicios

Durante el 2016, la demanda nacional de combustibles fósiles en el sector de autotransporte fue de 5,975.23 MMPCDGNE, donde la gasolina tuvo la mayor participación con 66.1% mientras que

el gas natural comprimido tuvo el menor consumo con 0.04%. La demanda de combustibles fósiles en el sector de servicios en el 2016 fue de 270.0 MMPCDGNE, donde el gas LP tuvo la mayor participación con el 61.3% seguido por leña y gas natural con 25.3% y 13.4%. (SENER, 2017).

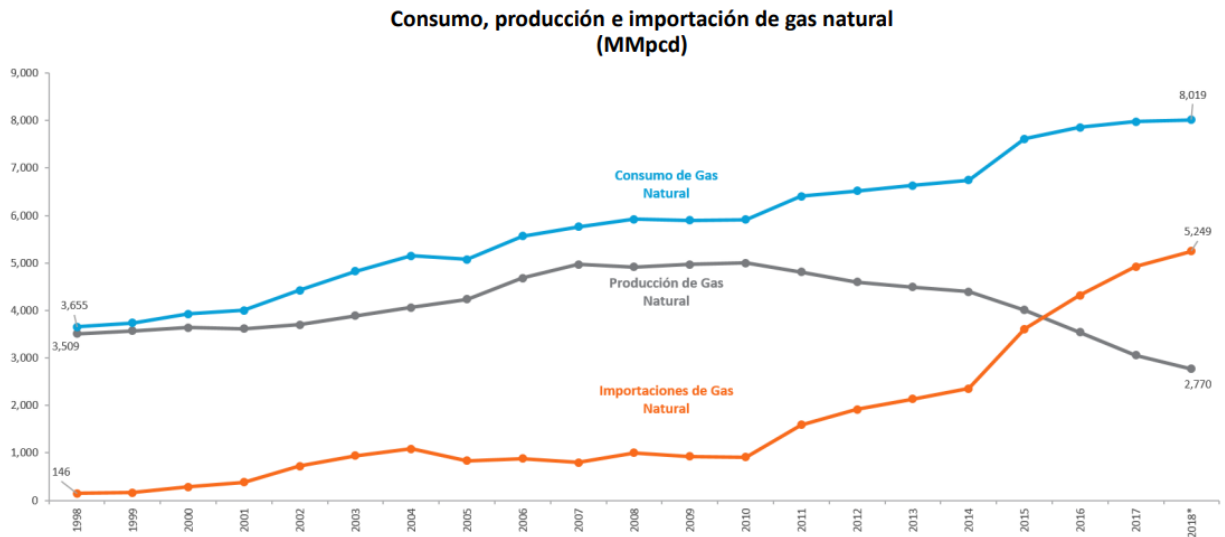
1.3.5 Reservas, producción e importación de gas natural

En los últimos años las reservas remanentes de gas natural en México, han disminuido 53.5% debido a la baja producción del hidrocarburo por parte de Pemex. En enero de 2017 las reservas remanentes totales de gas natural fueron de 28,950 MMPCD, siendo 11.10% menor respecto al año anterior (ibídem).

La producción de gas natural en México es llevada a cabo en cuencas terrestres y aguas someras. En los últimos años ha disminuido la producción de gas natural (31% en el periodo 2012-2017), pese a que la demanda del hidrocarburo ha ido aumentando. Es por eso, que las importaciones de gas natural se han incrementado en 128% para el mismo periodo. La mayor aportación de gas natural importado procede de Estados Unidos, superando al volumen de producción en México desde el 2016. (bp. 2017).

El mercado de gas natural en los Estados Unidos ha prosperado de tal forma que la producción ha aumentado drásticamente y los precios del hidrocarburo han alcanzado precios mínimos históricos, debido principalmente por la explotación del *shale gas* haciendo que Estados Unidos sea uno de los proveedores más atractivos de gas natural en el mundo.

Debido a la cercanía con Estados Unidos, México ha ido incrementando la infraestructura en transporte de gas natural en la frontera para importar el hidrocarburo. En *la Gráfica 9. Consumo, producción e importación de gas natural 1998-2018*, se puede apreciar el comportamiento del consumo, producción e importación del gas natural a lo largo del periodo 1998-2018.



Gráfica 9. Producción de gas Natural en México 2010-2018. (SENER,2018).

1.3.6 Infraestructura en transporte

Para el año 2012, México contaba con 11,347 km de gasoductos, de los cuales 9,118 km eran operados por Pemex y 2,229 km eran operados por terceros. En agosto de 2014 se creó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) y con ello, se transfirió la infraestructura en transporte de gas natural perteneciente a Pemex al CENAGAS. El CENAGAS es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, perteneciente a la SENER, quien actualmente actúa como gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS). El SISTRANGAS contiene el conjunto de sistemas de transporte de gas natural interconectados e integrados para efectos tarifarios, los cuales son:

- Sistema Nacional de Gasoductos.
- Gasoducto de Tamaulipas.
- Gasoducto de Zacatecas.
- Gasoducto de Bajío.
- Ramones I, II y Sur.

El SISTRANGAS se abastece a través de diversos puntos de inyección, como Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y La Venta estos ubicados en el estado de Tabasco, así como el CPG Cactus, ubicado en el estado de Chiapas. Este sistema tiene una longitud aproximada de 10,068 km y una capacidad de transporte de 6,307 MMPCD (SENER, 2019).

En la *Imagen 1. Infraestructura en transporte de gas natural del CENAGAS*, se muestra la las rutas de transporte de gas natural que integra el SISTRANGAS, divididas en 9 zonas tarifarias, donde el costo de transporte del hidrocarburo dependerá de la zona de inyección y extracción.

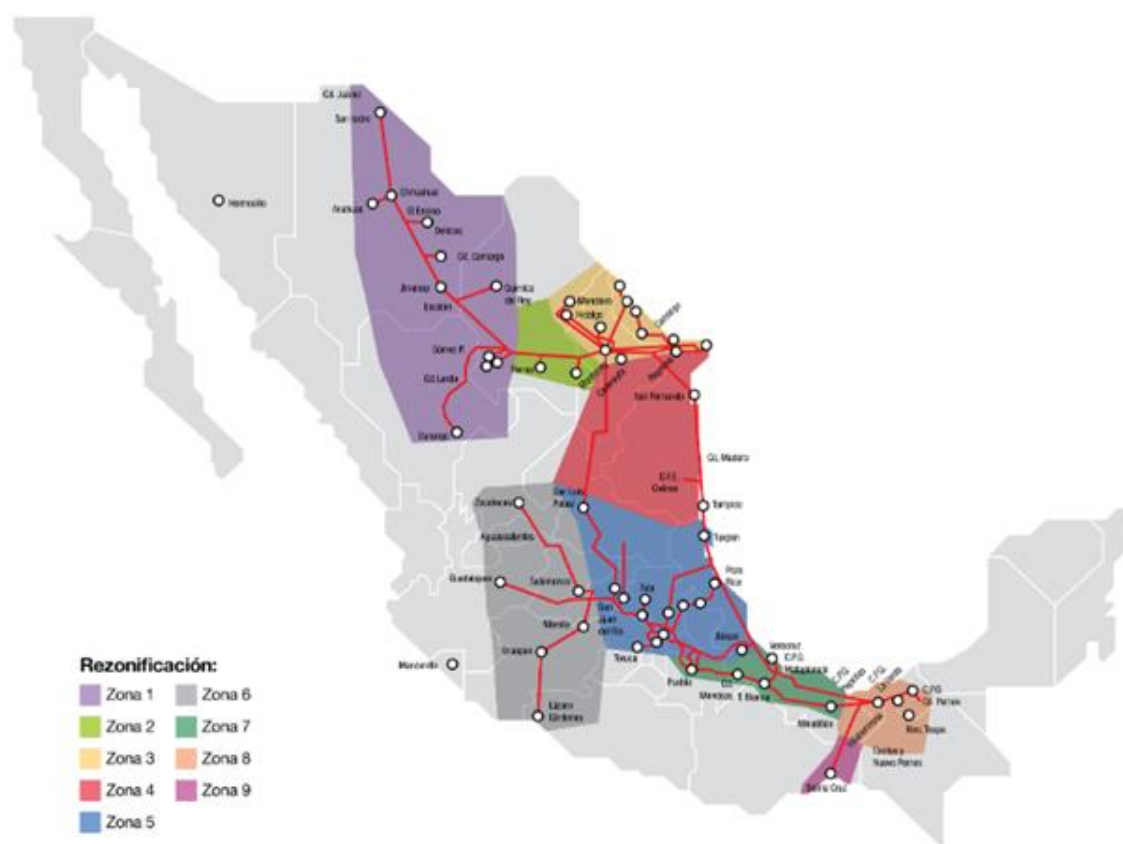


Imagen 1. Infraestructura en transporte de gas natural del CENAGAS. (CRE,2019).

En la *Imagen 2. Balance de gas natural 2016*, se pueden observar las inyecciones y extracciones de gas natural del SISTRANGAS, donde la zona del Golfo es la principal aportadora de gas natural al SISTRANGAS con la participación del 69.24%. (CENAGAS, 2019).

Balance de gas natural 2016 (miles de GJ/día)

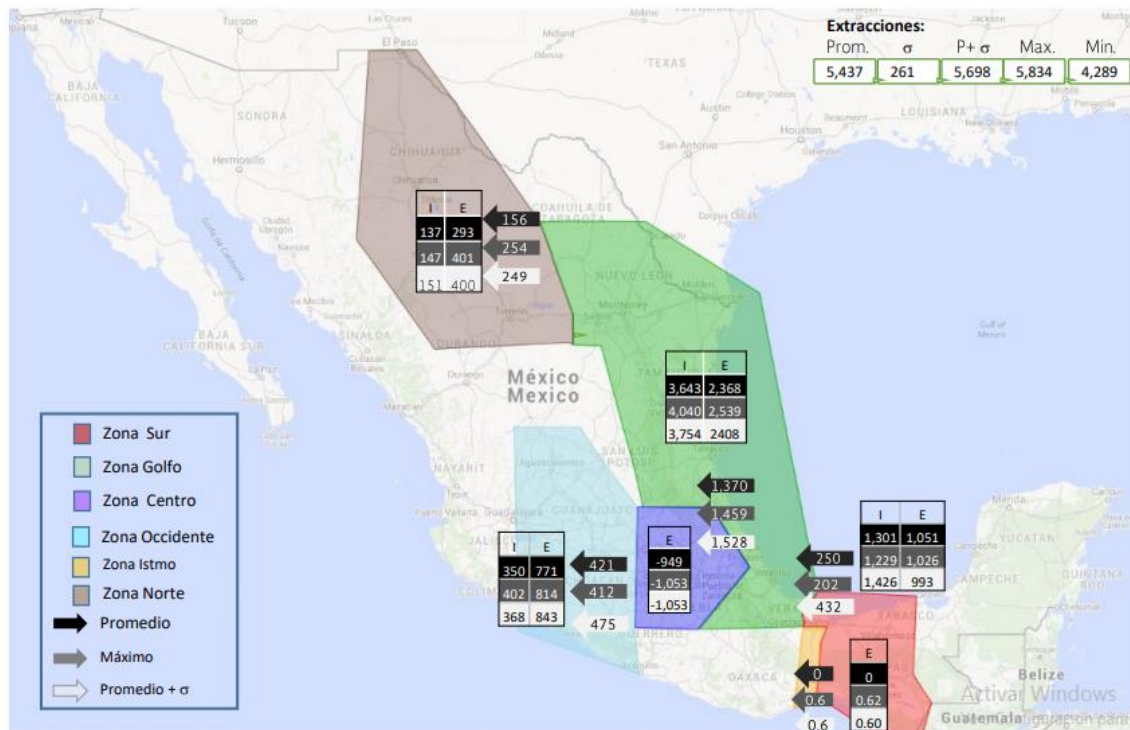


Imagen 2. Balance de gas natural 2016. (CENAGAS 2016).

Desde el 2012 a la actualidad, se han añadido 5,411 km de gasoductos a la red nacional y actualmente se encuentran en construcción 2,131 km, donde la mayoría de estos gasoductos han sido promovidos por la industria privada y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En la *Imagen 3. Infraestructura añadida en México*, de color gris se puede apreciar la infraestructura en operación no perteneciente al CENAGAS, de color verde los ductos que importan gas natural desde la frontera con Estados Unidos y en color azul los ductos que se encuentran actualmente en construcción, los cuales presentan demoras en la entrada de operación comercial, restringiendo la capacidad de transporte de gas natural a la zona centro y sureste de la República Mexicana. (SENER, 2019).



Imagen 3. Infraestructura añadida en México.

Antes del 2012, México contaba con 16 puntos de importación de gas natural con Estados Unidos disponiendo una capacidad de importación de 2,750 MMPCD. A lo largo del periodo 2013-2019 se añadieron 8 puntos de importación, incrementando aproximadamente en 9,065 MMPCD la capacidad de importación de gas natural, para un total de más de 11,000 MMPCD. (SENER,2019).

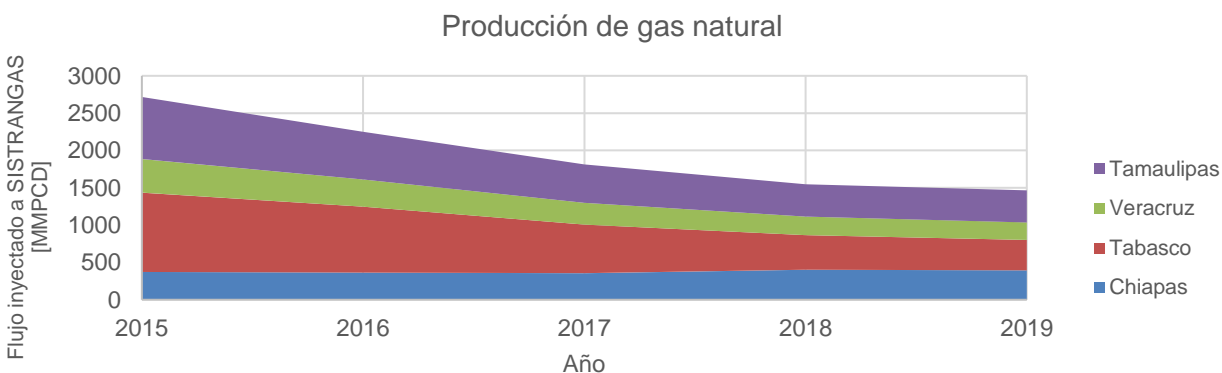
Esta capacidad de importación que se ha ido añadiendo con los años, es el reflejo de las ventajas económicas que brinda el gas natural procedente de Estados Unidos y la caída en la producción de gas natural en México.

En la *Imagen 4. Puntos de importación de gas natural*, se pueden apreciar los puntos de importación de gas natural de Estados Unidos anteriores y posteriores al año 2012. (Ibídem).



Imagen 4. Puntos de importación de gas natural. (SENER,2019).

Derivado de la disminución en la producción de gas natural en México y el incremento en las importaciones, el transporte del hidrocarburo ha invertido la dirección de norte a sur, provocando desabasto en la zona sureste donde anteriormente era una de las principales zonas productoras de gas natural en el país. En la *Gráfica 10. Principales puntos de inyección de gas natural nacional*, se puede observar la producción de gas natural por estado que es inyectada al SISTRANGAS en el periodo 2015-2019, donde la producción del hidrocarburo en los estados de Veracruz y Tabasco ha ido disminuyendo significativamente. (Ibídem).



Gráfica 10.Principales puntos de inyección de gas natural nacional.

2 Envío de gas natural al sureste de la República Mexicana

Como anteriormente se menciona, debido a la disminución en la producción de gas natural nacional, existe un déficit en el suministro del hidrocarburo en el sureste del país. No obstante, con el incremento de la capacidad de importación de gas natural proveniente de los Estados Unidos en los últimos años y la llegada del gasoducto “Sur de Texas-Tuxpan”, se abre la ventana de oportunidad de enviar el hidrocarburo al sureste de la República Mexicana.

2.1 Gasoducto Sur de “Texas-Tuxpán”

El 28 de agosto de 2015, la CFE hizo pública la convocatoria para la construcción del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. El 19 de mayo de 2016 se llevó a cabo la recepción de las propuestas y el 13 de junio del mismo año, las empresas TransCanada y IEnova fueron elegidas para construir, poseer y operar el gasoducto “Sur de Texas-Tuxpan” en México, a través de un contrato de 25 años para el servicio de transporte de gas natural por 2.6 BPCD con la CFE.

El ducto “Sur de Texas-Tuxpan” presenta una ruta submarina que comienza en la costa afuera del Golfo de México, cerca de Brownsville, Texas y termina en Tuxpan, Veracruz. La ruta tiene una longitud aproximada de 800 kilómetros y el diámetro de tubería la mayoría de su trayectoria es de 42 in de diámetro (TC Energía, 2019).

El gasoducto presenta tres puntos de entrega, uno en el estado de Tamaulipas y dos en el estado de Veracruz. Estos tres puntos de entrega le brindan al SISTRANGAS flexibilidad operativa al poder abastecer de gas natural a la zona noreste del país, para así poder enviar el hidrocarburo a la zona centro mediante el gasoducto “Naranjos”. O bien, enviar gas a la zona golfo y a través del gasoducto de 48 pulgadas de diámetro perteneciente al SISTRANGAS, poder enviar el hidrocarburo a la zona sureste de la República Mexicana.

En la Imagen 5. Interconexiones ducto “Sur de Texas-Tuxpan”, se puede apreciar el gasoducto “Sur de Texas-Tuxpán” que se interconecta al gasoducto “Naranjos”, permitiendo enviar el hidrocarburo a la zona centro de la República Mexicana; y a su vez la interconexión con el ducto

de 48 pulgadas de diámetro perteneciente al CENAGAS, que permite enviar gas procedente de los Estados Unidos al Sureste del país.

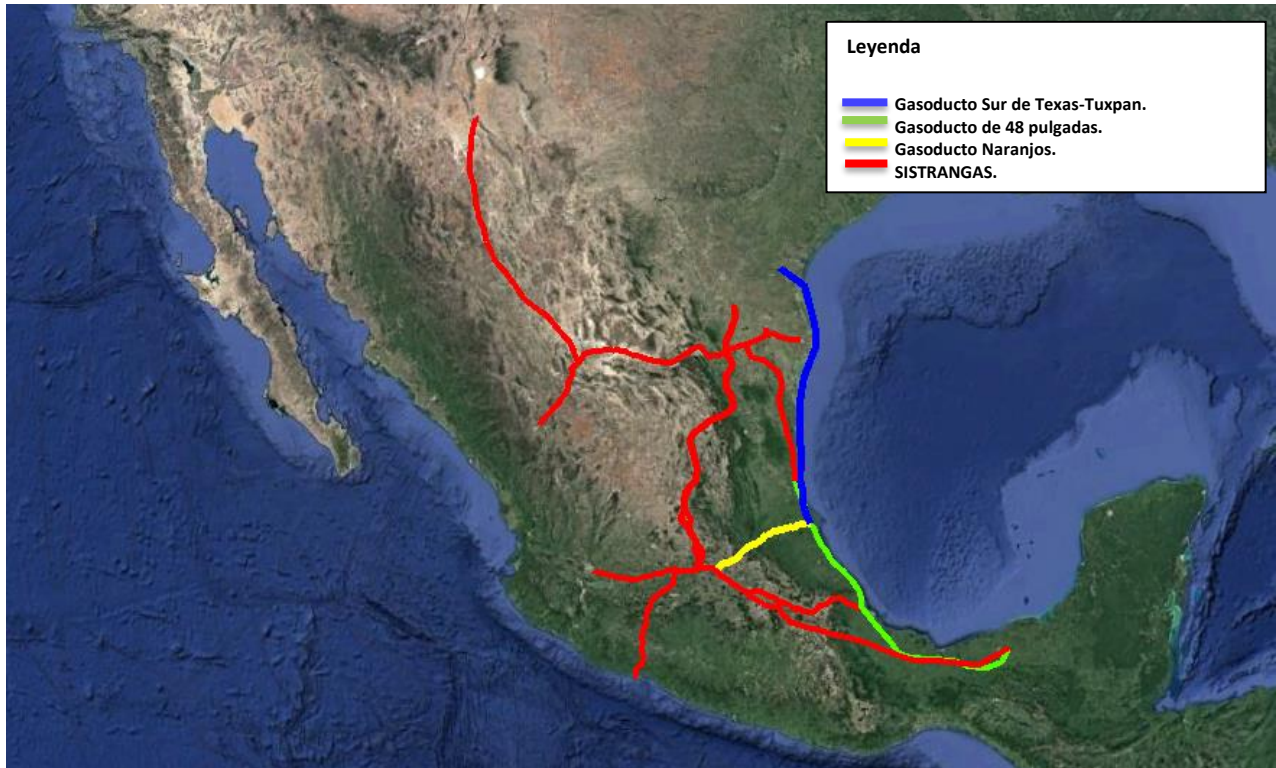


Imagen 5. Interconexiones ducto “Sur de Texas-Tuxpán.”

2.2 Estación de compresión “Cempoala”

La estación de compresión “Cempoala” se encuentra en el municipio de Actopan, en el estado de Veracruz. Cuenta con una potencia instalada de 57,000 hp y tiene la capacidad de transportar hasta 1,400 MMPCD. Se encuentra en la interconexión del ducto de 48 pulgadas de diámetro que corre por la costa del golfo y el ducto de 48 pulgadas de diámetro que va del estado de Veracruz al estado de Morelos. La estación de compresión “Cempoala” permite enviar gas de la costa del Golfo al centro de la República Mexicana. En el *Diagrama 3. Presiones operativas*, se pueden apreciar las estaciones de compresión que operan en el SISTRANGAS. (PEMEX, 2019).

PRESIONES OPERATIVAS

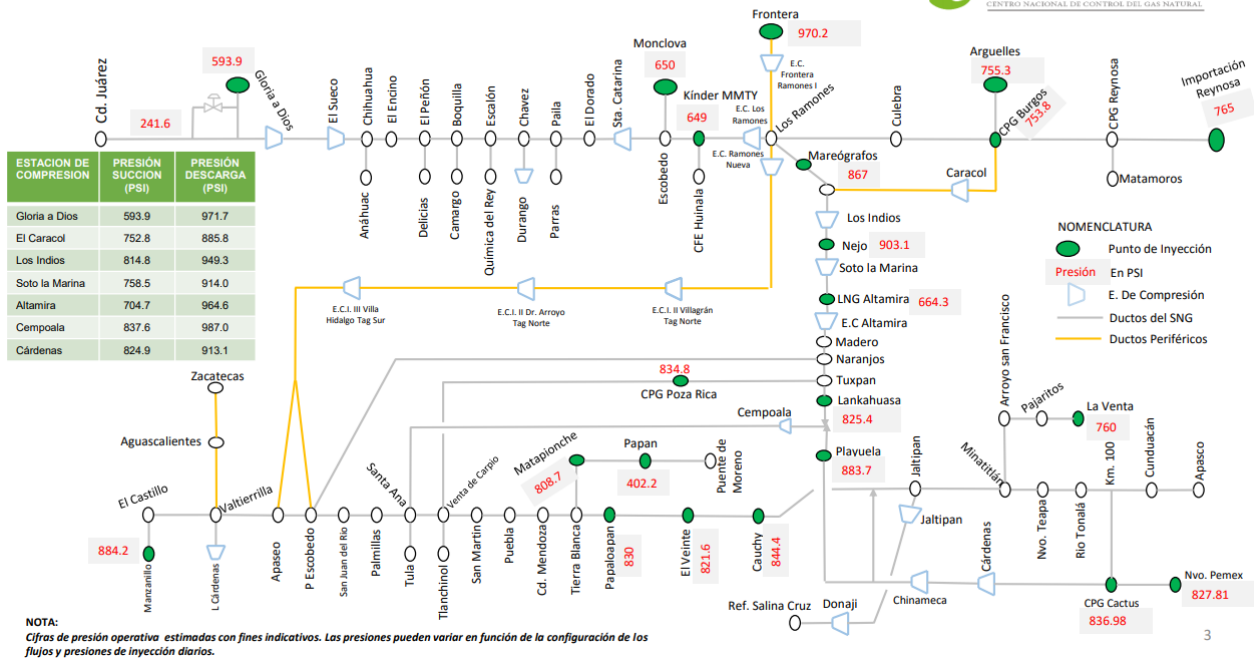


Diagrama 3. Presiones operativas. (CENAGAS, 2016).

Tras la necesidad de cubrir el desabasto de gas natural en el sureste de la República Mexicana, el primero de junio de 2018 el CENAGAS publicó la licitación para el suministro, instalación, pruebas y puesta en marcha de dos turbocompresores, con los cuales buscará incrementar la capacidad de transporte de la estación de compresión “Cempoala” para posteriormente construir un cabezal, el cual le brindará la flexibilidad operativa a la estación de compresión permitiéndole enviar el hidrocarburo a las zonas centro y/o sureste de la República Mexicana. Con estas modificaciones se permite enviar el hidrocarburo procedente de los Estados Unidos al sureste de la República Mexicana a través de los gasoductos “Sur de Texas-Tuxpan” y el de 48 pulgadas de diámetro que corre por el Golfo de México perteneciente al SISTRANGAS. (CENAGAS, 2018).

2.3 Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz

Actualmente existe un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro que corre del municipio de Jáltipan en el estado de Veracruz, al municipio de Salina Cruz en el estado de Oaxaca a través del Istmo de Tehuantepec. En este gasoducto se encuentran dos estaciones de compresión que ayudan a incrementar la capacidad de transporte a 90 MMPCD. Actualmente la capacidad de transporte del gasoducto es utilizada en su mayoría por PEMEX, por lo que no hay forma de cubrir el crecimiento en la demanda del hidrocarburo. En el *Diagrama 4. Cuellos de botella*, se pueden apreciar los cuellos de botella que presenta el SISTRANGAS, donde el gasoducto “Jáltipan-Salina Cruz” se encuentra limitado a 90 MMPCD. (CENAGAS, 2016)

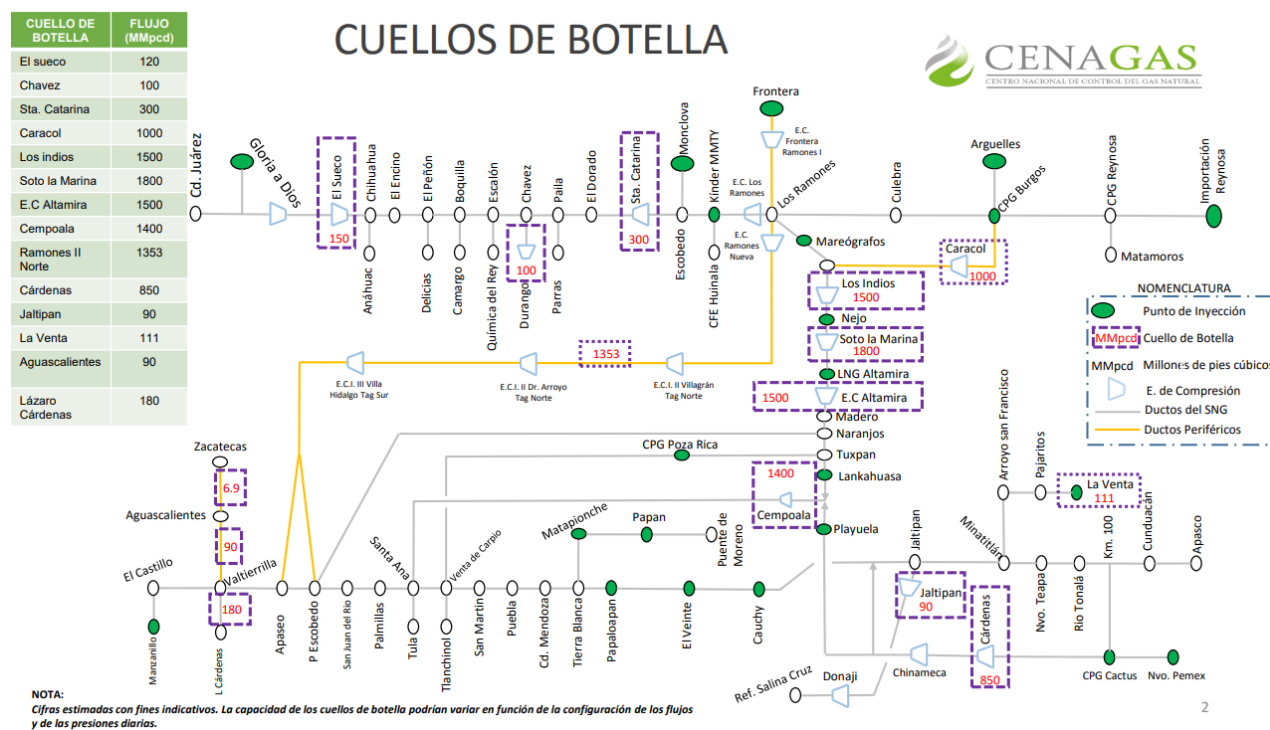


Diagrama 4. Cuellos de botella (CENAGAS, 2016)

El Plan Quinquenal de Gas Natural 2015-2019, la SENER tenía contemplado un nuevo gasoducto denominado “Jáltipan – Salina Cruz”, con el cual buscaba beneficiar a los estados de Veracruz y Oaxaca al incrementar la disponibilidad de gas natural en la región del Istmo de

Tehuantepec y así lograr cubrir el incremento en la demanda del energético en la zona. Pese a la importancia con la que fue declarado este proyecto y las ventajas que brinda el gas natural, actualmente no se ha puesto en marcha.

Con el abastecimiento de gas natural proveniente de los Estados Unidos, las modificaciones a la estación de compresión “Cempoala” y la construcción del gasoducto “Jáltipan-Salina Cruz”, con una capacidad de transporte de 350 MMPCD, se pueden construir estaciones de ciclo combinado en los estados de Veracruz y Oaxaca que permitan cumplir con las metas en el incremento del parque de generación eléctrica nacional establecidas en el PRODESEN 2018-2032 para los estados de Veracruz y Oaxaca.

2.4 Municipio de Minatitlán

El municipio de Minatitlán se encuentra en el estado de Veracruz. Las principales actividades económicas del municipio son: comercio al por menor, fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón, industria química, servicios de preparación de alimentos y bebidas y servicios de reparación y mantenimiento. (SHCP, 2015).

En el municipio de Minatitlán se encuentra la refinería “Lázaro Cárdenas” la cual presentó una producción de 144 mil 367 barriles de los diferentes derivados del crudo, posicionándose desde el mes de enero de 2019 hasta mayo de 2019 como la refinería con mayor producción en el país. (The México.news, 2019).

Aproximadamente a quince kilómetros del municipio de Minatitlán se encuentra el puerto de Coatzacoalcos, el cual se posiciona como el 2° puerto en el país en manejo de fluidos, el 3° en granel agrícola, y es el único puerto que cuenta con el servicio especializado de ferrobuzes. (Coatzacoalcos, 2019).

2.5 Municipio de Salina Cruz

El municipio de Salina Cruz se encuentra en el estado de Oaxaca, concentra el 74% de la producción bruta del estado y 27% del valor agregado. Esta participación se debe principalmente a la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, la cual es la más grande del Sistema Nacional de Refinación. En el mes de mayo de 2019 se posiciona como la quinta refinería con mayor producción en el país con 116,020 barriles de diferentes derivados del crudo. La aportación que brinda la refinería en el rubro de fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón representan el 72.2% y 21.5% respectivamente de la producción bruta y valor agregado de la entidad. (SHCP, 2015).

Las actividades económicas del municipio se concentran en el sector terciario, donde más de la mitad de la población de este municipio se ocupa en las actividades relacionadas con el comercio (33%) y otras actividades vinculadas al sector servicios (18%) incluyendo hoteles y restaurantes (10%). La industria manufacturera es la actividad de mayor valor agregado y concentra al 21% de los habitantes del municipio. (Ibídem).

Este municipio se ha convertido en un punto estratégico del sector hidrocarburos debido al Puerto de Salina Cruz, el cual es utilizado por PEMEX, al permitir abastecer de combustibles a los estados del litoral del pacífico mexicano, y exportar combustóleo, turbosina, amoniaco, diésel y crudo. Debido a su posición geográfica el puerto de Salina Cruz cuenta con el potencial de conectar a la región sur-sureste del país, con mercados del continente americano y de Asia. Los puertos con los que está conectado el puerto de Salina Cruz son:

- Long beach, California.
- Oakland, California.
- San Pedro, California.
- Los Ángeles, California.
- Nueva York.
- Keelung, China.
- Busan, Corea del Sur.
- Yokohama, Japón.
- Taiwan, China.
- Nagoya, Japón.
- Osaka, Japón.
- Southbank, Australia.
- Aunckland, Nueva Zelanda.

- Buenaventura, Colombia.
- Guayaquil, Ecuador.
- San Antonio, Chile.

2.6 El Istmo de Tehuantepec

El istmo de Tehuantepec está integrado por los estados de Chiapas, Oaxaca, Tabasco y Veracruz. Históricamente ha sido considerado un punto estratégico para el comercio nacional e internacional al ser la franja territorial más estrecha con aproximadamente 215 km de longitud entre el Océano Pacífico y el Golfo de México. Este estrecho permite la conexión del norte con el sur de la República Mexicana. (Ibídem).

Las principales ciudades que se encuentran en el Istmo de Tehuantepec son Coatzacoalcos, Minatitlán y Acayucan, en el estado de Veracruz; y Salina Cruz, Juchitán de Zaragoza, Tehuantepec y Matías Romero, en el estado de Oaxaca.

Actualmente cuenta con 304 km de ferrocarril y 314 km de carretera que permiten conectan el Golfo de México con el Océano Pacífico y cada polo del istmo de Tehuantepec cuenta con un puerto que permiten el comercio nacional e internacional. (Ibídem).

Está integrado por 41 municipios. Abarca una superficie de 20,596 km² en el año 2015 contaba con una población de 629,036 habitantes. En la región predomina la industria manufacturera, seguido por el sector minero y el comercio al por menor. Además de ser un corredor industrial de mucho potencial, el Istmo de Tehuantepec alberga instalaciones petroleras. (Ibídem).

2.7 Ventajas de la construcción del gasoducto “Jáltipan-Salina Cruz”

- i. El Istmo de Tehuantepec es la extensión territorial más corta entre los océanos Pacífico y Atlántico lo que podría facilitar la creación de un corredor energético y comercial.
- ii. Aumentar la infraestructura para la generación eléctrica, tras la implementación de un combustible más competitivo en las zonas aledañas al puerto de Coatzacoalcos, el cual se ubica en una región de dinamismo económico, encabezado por la industria energética y petroquímica.
- iii. Al implementar la línea de transporte de gas natural, se podría complementar el puerto de Coatzacoalcos que, debido a su importancia e infraestructura actual, podría ser una pieza esencial en la detonación de la región (el puerto de Coatzacoalcos es el segundo puerto en manejo de energéticos, tercero en granos y es el único con la infraestructura especializada en ferrobuses) (SCT,2019).
- iv. Dotar de infraestructura energética y precios competitivos del combustible a las zonas aledañas al puerto de Salina Cruz, permitiendo detonar el comercio en la región.
- v. Dotar de un combustible accesible en costos a las comunidades que se encuentren dentro del área de influencia del proyecto.

3 Metodología de optimización

Debido a las grandes ventajas que brinda hoy en día el gas natural ante otros combustibles, es pertinente que se detone la inversión necesaria para la implementación de sistemas de transporte de gas natural que permitan el acceso a este combustible en cualquier parte del territorio nacional.

En este proyecto se busca complementar esta idea con el desarrollo de un estudio técnico para una línea de transporte de gas natural que logre enviar el hidrocarburo a un punto industrial de gran importancia para el estado de Oaxaca que es el puerto de Salina Cruz.

El proyecto se desarrollará planteando 5 cinco alternativas de rutas, las cuales serán evaluadas en aspectos sociales, ambientales, constructivos y económicos para la selección para determinar la ruta óptima. Posterior a esto, se realizará un modelo hidráulico con la ayuda de un software especializado con el cual se determinará la capacidad de transporte de una serie de diámetros para después determinar el diámetro óptimo, que permita llevar a cabo el transporte de 350 MMPCD.

El punto de recibo (inicio) se encuentra en el municipio de Minatitlán, estado de Veracruz, mientras que el punto de entrega (fin) se localiza en el municipio de Salina Cruz, perteneciente al estado de Oaxaca. Esto significa que la dirección del flujo es de norte a sur.

La línea de transporte de gas natural a dimensionar será denominada “Minatitlán-Salina Cruz”. En la *Imagen 6. Ubicación de puntos de recibo y entrega del proyecto*, se pueden apreciar los puntos de inicio y fin de la línea de transporte de gas natural “Minatitlán-Salina Cruz”.



Imagen 6. Ubicación de puntos de recibo y entrega del proyecto.

3.1 Aspectos a considerar para el trazado de las rutas

Al realizar el trazo de las diversas rutas propuestas para la línea de transporte de gas natural, se toman en cuenta los siguientes aspectos que permitirán evaluar posteriormente las ventajas y desventajas que presentan cada ruta propuesta.

Aspectos sociales y ambientales

- Evitar cruzar a través de núcleos de población.
- Evitar o en su defecto minimizar la afectación de áreas naturales protegidas.

Aspectos constructivos y económicos

- Menor número de curvas.
- Menor longitud posible.
- Menor número de pendientes.
- Menor número de kilómetros de roca dura.
- Menor número de cruzamientos con vías terrestres (caminos, carreteras, ferrovías)
- Menor número de cruzamientos con cuerpos de agua (ríos, lagos, zonas de inundación, escurrimientos).
- Menor número de propietarios afectados.

3.2 Trazado de las rutas propuestas

Una vez identificados los puntos de recibo y entrega, se traza una línea recta que conecte ambos puntos (ver *Imagen 7. Trazo de la línea de referencia*), con el fin de tener una referencia al momento de realizar las propuestas y así tener en todo momento un punto de referencia para tratar de obtener la menor distancia posible.



Imagen 7. Trazo de línea de referencia.

Se realiza un primer trazo teniendo identificados los núcleos de población (ver *Imagen 8. Ubicación de núcleos de alta densidad poblacional*) y los municipios (ver *Imagen 9. Ubicación de municipios afectados*) con la finalidad de evitar cruzar por puntos de alta densidad poblacional y el menor número de municipios a fin de disminuir los costos tanto de diseño como de construcción.

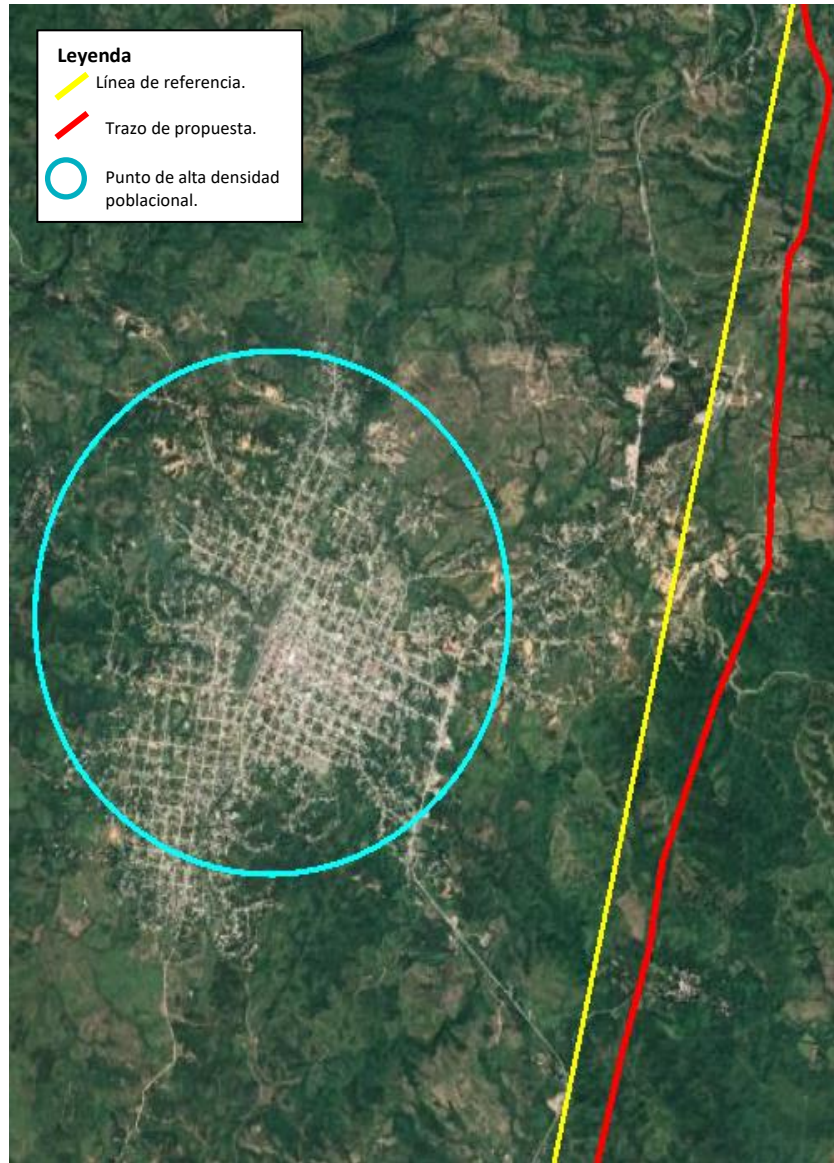


Imagen 8. Ubicación de núcleos de alta densidad poblacional.

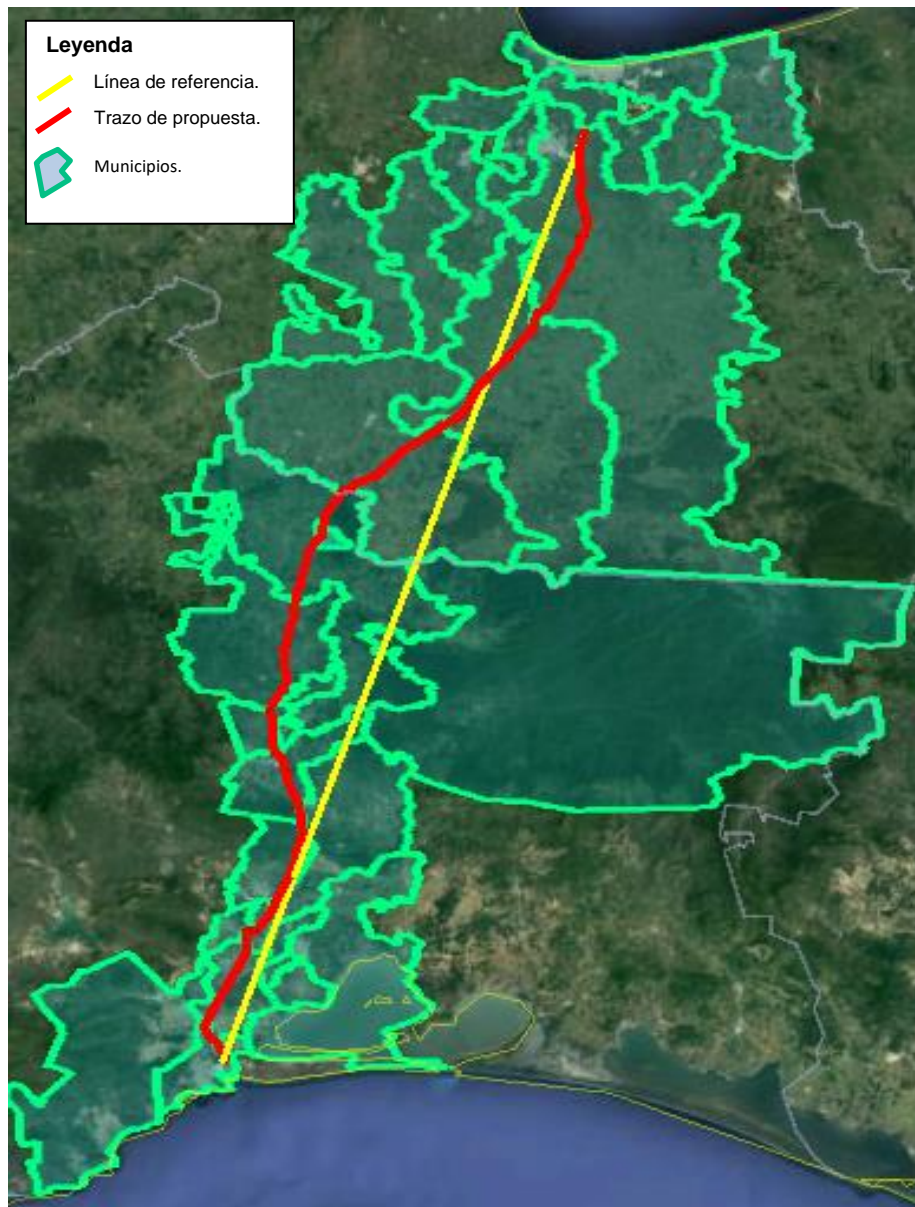


Imagen 9. Ubicación de municipios afectados.

3.2.1 Corrección del trazo

En este punto, se revisa minuciosamente cada segmento del trayecto, con el fin de poder disminuir costos de diseño y construcción, enfatizando en los siguientes aspectos:

- Áreas naturales protegidas.
- Cambios de dirección.
- Cambios de pendiente.
- Geología.
- Cruces especiales.
- Propietarios afectados.

Identificación de áreas naturales protegidas

Con la ayuda de la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONANP) se identifican las áreas naturales protegidas tanto estatales como federales, para evitar cruzar a través de ellas.

En dado caso de no ser posible evitar afectar algún área natural protegida, se buscará afectarla lo menos posible.

En la *Imagen 10. Afectación de áreas naturales protegidas*, se puede apreciar cómo ninguna de las propuestas afecta alguna área natural protegida, por lo que las rutas quedarán sin modificaciones con respecto a la afectación de áreas naturales protegidas.



Imagen 10. Afectación de áreas naturales protegidas.

Simplificación de cambios dirección

Se busca minimizar el mayor número de curvas y cambios de pendientes posibles, para facilitar los métodos constructivos y disminuir costos. En la *Imagen 11. Ejemplo de simplificación de curvas* se puede apreciar que la propuesta presenta 5 cambios de dirección, los cuales son simplificados en la *Imagen 12. Ejemplo de simplificación de curvas*, a un solo cambio de dirección.



Imagen 12. Ejemplo de simplificación de curvas.



Imagen 11. Ejemplo de simplificación de curvas.

Cambios de pendiente

Con ayuda de las cartas topográficas proporcionadas por el Instituto Nacional de Estadística y Geología (INEGI) se busca disminuir los cambios bruscos de pendientes, extrayendo las curvas de nivel y superponiéndolas en el trazo de la ruta propuesta (ver *Imagen 13. Curvas de nivel*), ayudando a tener puntos de referencia de cambios de pendientes, y a crear el perfil altimétrico (ver *Imagen 14. Altimetría* y la *Gráfica 11. Perfil altimétrico*) para minimizar complicaciones en el procedimiento constructivo ocasionadas por los cambios bruscos de pendiente.



Imagen 13. Curvas de nivel.

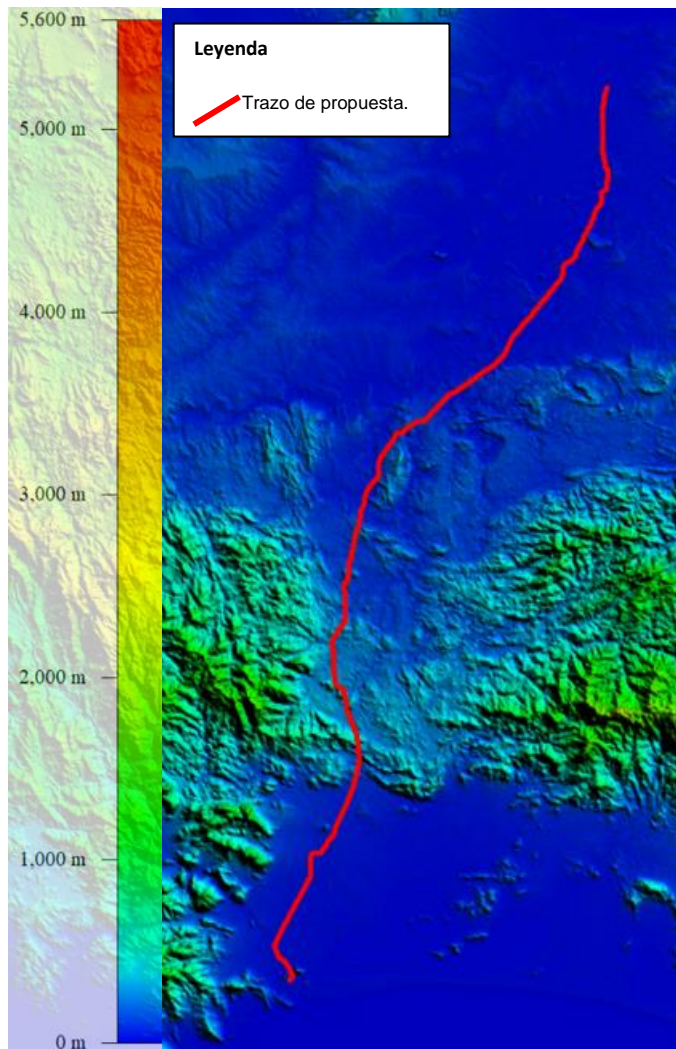


Imagen 14. Altimetría.



Gráfica 11. Perfil altimétrico.

Geología

Mediante el uso de las cartas geológicas del INEGI, se plasma la geología en la ruta propuesta, como se puede observar en la *Imagen 15. Identificación de roca*, permitiendo identificar los diferentes tipos de rocas presentes a lo largo de la trayectoria del trazo propuesto. En caso de que la propuesta cruce a través de roca dura, se buscará hacer los cambios pertinentes en el trayecto que permitan disminuir los kilómetros de roca dura, con la finalidad de disminuir costos y complicaciones el procedimiento constructivo.

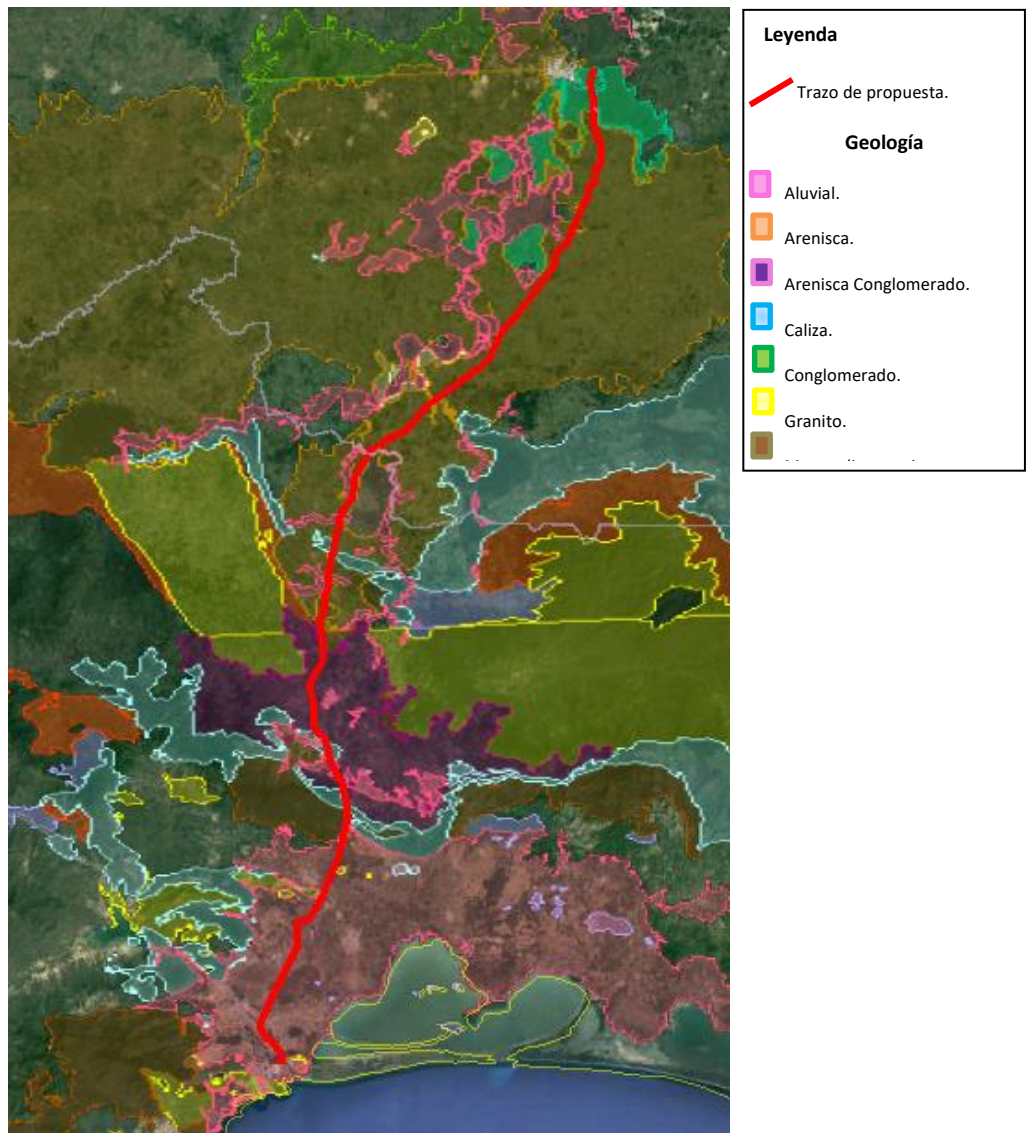


Imagen 15. Identificación de roca.

Cruces especiales

Los cruces especiales son obras que se efectúan al momento que la línea de transporte de gas natural cruce vialidades o cuerpos de agua, mediante la aplicación de técnicas distintas al procedimiento constructivo convencional para la construcción de un gasoducto. Estas técnicas son costosas, requieren de maquinaria especializada y personal capacitado, así como la gestión de permisos de cruzamiento y mayor tiempo de construcción, por lo que se busca minimizar el número

de cruces especiales a lo largo del trazo de la ruta propuesta. En la *Imagen 16. Ejemplo de simplificación de cruces especiales*, la propuesta cruza 3 veces el mismo río, por lo que se ajusta la ruta, haciendo que sólo lo cruce una vez, como se puede apreciar en la *Imagen 17 Ejemplo de simplificación de cruces especiales*.



Imagen 16. Simplificación de cruces especiales.



Imagen 17. Simplificación de cruces especiales.

Cabe destacar que cada vez que se realiza un cruce especial, se tiene que tramitar un permiso de cruzamiento ante la secretaria o empresa a cargo del área a cruzar. La elaboración de cada uno de los permisos toma un tiempo estimado de 21 días, ya que requiere de estudios de

mecánica de suelos y la elaboración de un estudio que garantice la integridad de la vialidad o cuerpo de agua a cruzar. Una vez ingresado el permiso ante la secretaría o empresa a cargo, puede tardar 45 días en ser aprobado (siempre y cuando la solicitud de cruzamiento no requiera de correcciones). Posterior a la aprobación, el permiso tendrá vigencia por 180 días y una vez vencido podrá ser renovado por 120 días más. Debido a este trámite se requiere aproximadamente de 66 días para obtener el permiso de cruzamiento y se cuenta con 300 días para llevarlo a cabo, haciendo que la coordinación que debe existir entre la gestión del permiso de cruzamiento y la construcción del mismo sea una pieza fundamental para lograr tener éxito en el proyecto y minimizar los costos por demoras e imprevistos.

Para llevar a cabo un cruce especial, son dos los posibles métodos constructivos a llevar a cabo, donde el método constructivo a emplear dependerá del tipo de cruce.

Perforación horizontal o hincado: Es el proceso de instalación de tubería sin la necesidad de la realización de zanja. La perforación se realiza mediante la penetración en la tierra a través de un barreno equipado con bordes de corte tipo cincel. El producto de la excavación que proviene del proceso se evacua mediante el constante movimiento del barreno sin fin a través de la tubería. En la *Imagen 18. Perforación horizontal*, se puede apreciar el cruzamiento de una vialidad mediante el método de perforación horizontal. El material extraído de la perforación es conducido hasta el punto de inicio de la perforación, donde es retirado de manera constante para evitar amontonamientos dentro del pozo. (Cruces, 2019).

La perforación horizontal es un procedimiento empleado para no afectar las vialidades o estructuras donde la longitud del cruce no supere los 100 metros, como es el caso de autopistas, puentes, ferrovías y canales.

En la *Imagen. 18. Perforación horizontal*. Se puede apreciar el cruzamiento de una vialidad mediante el método constructivo de perforación horizontal. (Perfhora, 2019).



Imagen 18. Perforación horizontal.

Perforación horizontal dirigida: Llamada HDD por sus siglas en inglés (Horizontal Directional Drilling) permite colocar tubería en longitudes que superan 1000 metros sin la necesidad de abrir una zanja. El procedimiento de perforación horizontal dirigida comienza con una perforación piloto guiada, posteriormente se ensancha la perforación tirando la máquina con un escariador y tras ella, se arrastra la tubería. En la *Imagen 19. Perforación horizontal dirigida*, se puede apreciar el cruzamiento de un cuerpo de agua con el método constructivo de perforación horizontal dirigida. (Perfhora, 2019).

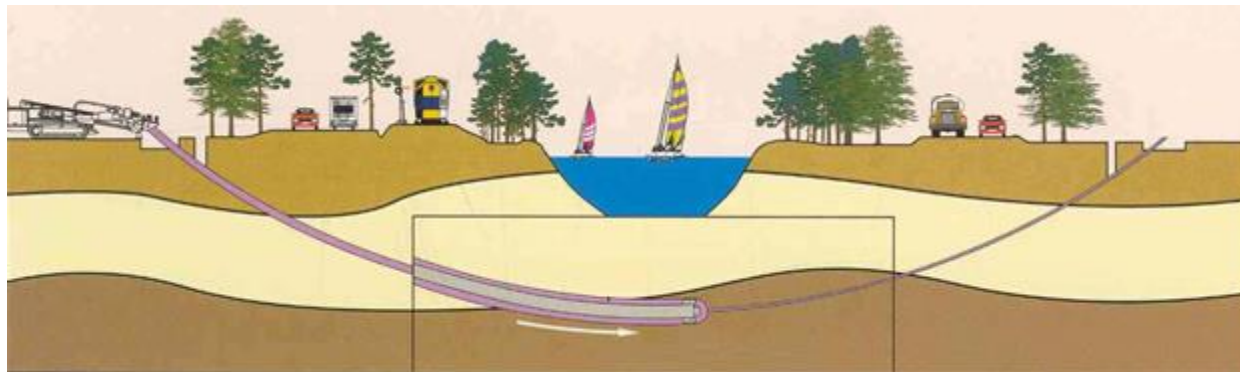


Imagen 19. Perforación de horizontal dirigida.

3.2.2 Evaluación de las rutas propuestas

Una vez finalizado el trazo de las cinco propuestas, se analizan las ventajas y desventajas que presentan cada una de estas para poder seleccionar la más factible, tomando en cuenta los aspectos sociales, ambientales, constructivos y económicos. En la *Imagen 20. Propuestas*, se pueden apreciar las cinco rutas propuestas.

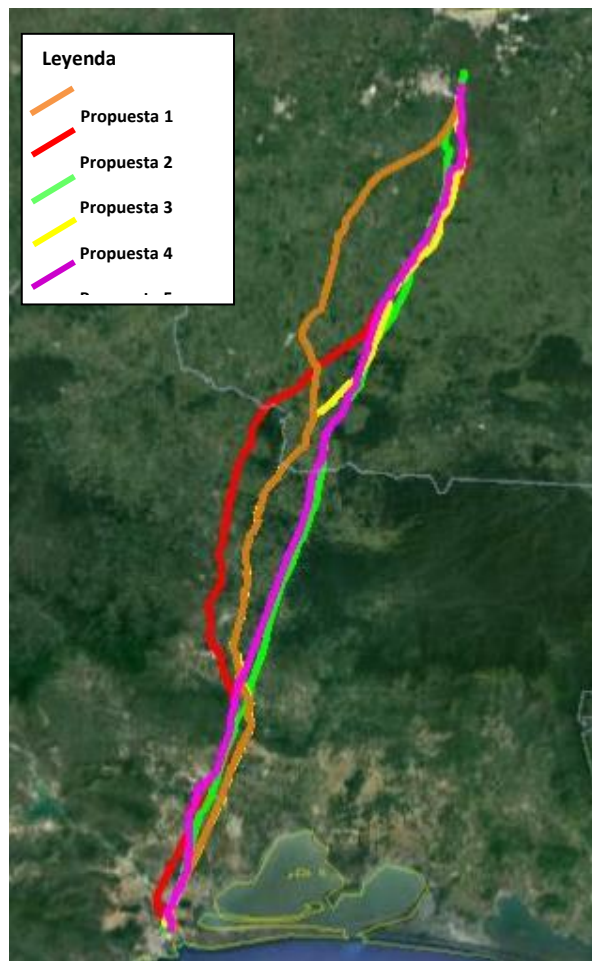


Imagen 20. Propuestas.

Para poder evaluar las propuestas, se reúnen los siguientes datos de cada una:

Longitud total del trazo, número de municipios afectados, número de propietarios afectados, cruces especiales, porcentaje de roca dura a lo largo del trayecto, factibilidad ambiental y accesibilidad a la ruta.

Propuesta 1 (naranja)

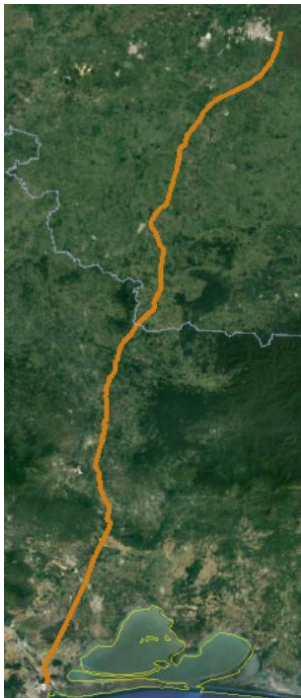
Cuenta con una longitud de 228 kilómetros, cruzando por 13 municipios y aproximadamente 330 propietarios afectados. Presenta 44 cruces especiales a lo largo de su trayecto y se localizó 5% de roca dura a lo largo de su trayecto. En la *Imagen 21. Propuesta 1*, se presenta el trayecto de la ruta, los municipios afectados y la geología de la zona.

Desventajas:

Es la segunda propuesta con mayor longitud de trayecto, presenta el mayor número de municipios.

Ventajas:

Es la segunda propuesta con menor número de cruces especiales, es la única propuesta que cuenta con caminos de acceso a lo largo de su trayecto, permitiendo disminuir costos constructivos en función a los caminos de acceso.



Trayecto propuesto.



Municipios afectados.



Geología.

Imagen 21. Propuesta 1.

Propuesta 2 (rojo)

Cuenta con una longitud de 232 kilómetros, cruzando por 13 municipios y aproximadamente 338 propietarios afectados. Presenta 51 cruces especiales a lo largo de su trayecto y se localizó 8% de roca dura. En la *Imagen 22. Propuesta 2*, se presenta el trayecto de la ruta, los municipios afectados y la geología de la zona.

Desventajas:

Es la propuesta con mayor longitud de trayecto, número de propietarios afectados, número de municipios afectados y número de cruces especiales. Es la segunda con mayor porcentaje de roca dura y en general, no cuenta con caminos de acceso.



Trayecto propuesto.



Municipios afectados.



Geología.

Imagen 22. Propuesta 2.

Propuesta 3 (verde)

Cuenta con una longitud de 219 kilómetros, cruzando por 11 municipios y aproximadamente 291 propietarios afectados. Presenta 45 cruces especiales a lo largo de su trayecto y se localizó 10% de roca dura. En la *Imagen 23. Propuesta 3*, se puede observar el trayecto de la ruta, los municipios afectados y la geología de la zona.

Desventajas:

Es la segunda propuesta con mayor porcentaje de roca dura y no cuenta con caminos de acceso.

Ventajas:

Presenta el menor número de municipios afectados (igual que la propuesta morada), menor número de propietarios afectados y es la segunda propuesta con la menor longitud.



Trayecto propuesto.



Municipios afectados.



Geología.

Imagen 23. Propuesta 3.

Propuesta 4 (amarillo)

Cuenta con una longitud de 223 kilómetros, cruzando por 12 municipios y aproximadamente 363 propietarios afectados. Presenta 41 cruces especiales a lo largo de su trayecto y se localizó un 6% de roca dura. En la *Imagen 24. Propuesta 4*, se puede observar el trayecto de la ruta, los municipios afectados y la geología de la zona.

Desventajas:

Es la segunda propuesta en presentar el mayor número de municipios afectados, y cruces especiales, es la ruta con mayor número de propietarios afectados y no cuenta con caminos de acceso.

Ventajas

Es la segunda propuesta con la menor longitud de trayecto y porcentaje roca dura.



Trayecto propuesto.



Municipios afectados.



Geología.

Imagen 24. Propuesta 4.

Propuesta 5 (morado)

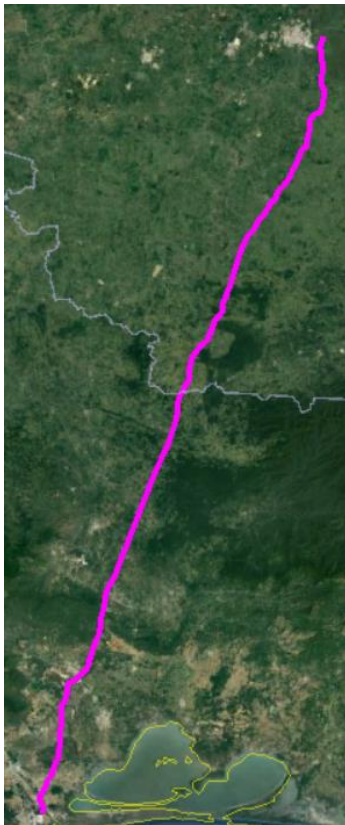
Cuenta con una longitud de 217 kilómetros, cruzando por 11 municipios y aproximadamente 258 propietarios afectados. Presenta 39 cruces especiales a lo largo de su trayecto y se localizó un 11% de roca dura. En la *Imagen 25. Propuesta 5*, se puede observar el trayecto de la ruta, los municipios afectados y la geología de la zona.

Desventajas:

No cuenta con caminos de acceso.

Ventajas:

Es la propuesta con el menor número de kilómetros, municipios afectados, propietarios afectados y cruces especiales.



Trayecto propuesto.



Municipios afectados.



Geología.

Imagen 25. Propuesta 5.

En la *Tabla 4. Características de las rutas propuestas*, se muestran las características principales de cada una de las rutas propuestas, para poder comparar las características que favorecen y perjudican a cada una de las rutas propuestas.

Criterios	Rutas Propuestas				
	Naranja	Rojo	Verde	Amarillo	Morado
Longitud (km)	228	232	219	223	217
Municipios (#)	13	13	11	12	11
Propietarios (#)	330	338	291	363	258
Cruces especiales (#)	44	52	37	42	31
Porcentaje de roca dura (%)	3	8	10	6	11
Factibilidad ambiental	si	si	si	si	si
Caminos de acceso	si	no	no	no	no

Tabla 4. Características de las rutas propuestas.

Para poder seleccionar la ruta óptima, se le asignó un valor a cada uno de los criterios en función a su importancia basado en experiencia propia. En la *Tabla 5. Puntuación de criterios de evaluación*, se puede apreciar el valor asignado a cada uno de los criterios. Caber resaltar que el criterio de evaluación ambiental lo cumplen todas las rutas por lo que éste será descartado de la tabla de criterios para la evaluación.

Criterio	Valor
Longitud (km)	25
Municipios (#)	10
Propietarios (#)	20
Cruces Especiales (#)	30
Geología (%)	5
Accesos	10

Tabla 5. Puntos de criterios de evaluación.

Se le asigna la puntuación total a la propuesta que presente el criterio más favorable, mientras que el resto se le asigna un porcentaje de la calificación en función al cociente del criterio más favorable entre el criterio a evaluar multiplicado por el valor del criterio. La ruta que presente la puntuación más alta al momento de hacer la suma de la puntuación de cada uno de los criterios, será la ruta óptima. En la *Tabla 6 Calificación de criterios*, se puede observar la puntuación obtenida para cada uno de los criterios, así como la puntuación total de cada una de las rutas propuestas.

Criterios	Rutas Propuestas				
	Naranja	Rojo	Verde	Amarillo	Morado
Longitud (km)	23.79	23.38	24.77	24.33	25.00
Municipios (#)	8.46	8.46	10.00	9.17	10.00
Propietarios (#)	15.64	15.27	17.73	14.21	20.00
Cruces especiales (#)	21.14	17.88	25.14	22.14	30.00
Porcentaje de roca dura (%)	5.00	1.88	1.50	2.50	1.36
Caminos de acceso	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Puntuación total	84.03	66.87	79.14	72.35	86.36

Tabla 6. Calificación de criterios.

3.2.3 Selección de la ruta óptima

Como se puede observar en la *Tabla 8. Calificación de criterios*, la propuesta 5 (morado) tiene la calificación más alta con 86.36 puntos de los 100 puntos posibles a obtener, presentando la menor longitud de trayecto, menor número de municipios, menor número de propietarios y menor número de cruces especiales haciendo de la propuesta 5 (morada) la ruta óptima.

3.2.4 Descripción de características de la ruta óptima

Para poder conocer a fondo a la ruta óptima, se detallará lo más posible cada uno de los criterios anteriormente evaluados.

Municipios afectados.

La ruta óptima cruza a través de 11 municipios, de los cuales 3 pertenecen al estado de Veracruz y 8 al estado de Oaxaca. En la *Imagen 26. Municipios afectados*, se puede apreciar la trayectoria de la ruta óptima y los municipios afectados.

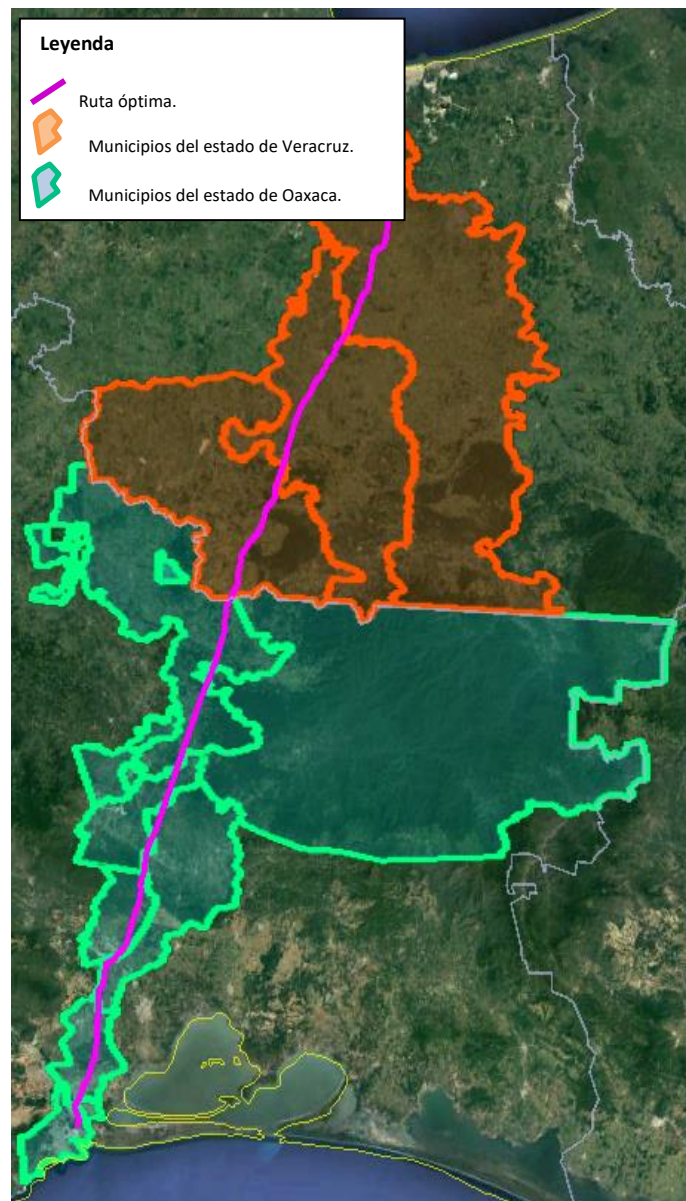


Imagen 26. Municipios afectados.

Geología

Mediante el uso de las cartas geológicas del INEGI, se llevó a cabo la identificación, ubicación y medición de los diferentes tipos de rocas a lo largo del trayecto, logrando identificar cada roca en el trayecto de la ruta óptima.

En la *Tabla 7. Identificación de rocas por segmento*, se muestra el tipo de roca, su ubicación en el cadenamamiento del trayecto y la longitud del segmento.

Roca	Cadenamiento		
	Inicio	Fin	Longitud de segmento (km)
Palustre	0+000	8+605	8.605
Arenisca	8+605	17+538	8.933
Palustre	17+538	18+375	0.837
Arenisca	18+375	29+823	11.448
Palustre	29+823	30+144	0.321
Arenisca	30+144	31+269	1.125
Palustre	31+269	33+423	2.154
Arenisca	33+423	37+037	3.614
Aluvial	37+037	37+655	0.618
Arenisca	37+655	43+019	5.364
Palustre	43+019	45+091	2.072
Arenisca	45+091	77+164	32.073
Caliza	77+164	83+156	5.992
Aluvial	83+156	83+621	0.465
Arenisca	83+621	83+811	0.19
Aluvial	83+811	84+553	0.742
Arenisca	84+553	89+018	4.465
Caliza	89+018	93+760	4.742
Arenisca	93+760	105+835	12.075
Caliza	105+835	114+708	8.873
Andesita	114+708	119+971	5.263
Caliza	119+971	122+132	2.161
Andesita	122+132	123+424	1.292
Granito	123+424	133+661	10.237
Arenisca Conglomerado	133+661	137+036	3.375
Metasedimentaria	137+036	137+559	0.523
Arenisca Conglomerado	137+559	140+901	3.342

Metasedimentaria	140+901	142+242	1.341
Arenisca Conglomerado	142+242	154+703	12.461
Aluvial	154+703	157+096	2.393
Arenisca Conglomerado	157+096	159+965	2.869
Caliza	159+965	160+401	0.436
Arenisca Conglomerado	160+401	160+916	0.515
Caliza	160+916	161+676	0.76
Metasedimentaria	161+676	167+193	5.517
Aluvial	167+193	167+376	0.183
Metasedimentaria	167+376	168+414	1.038
Aluvial	168+414	179+238	10.824
Granito	179+238	181+534	2.296
Aluvial	181+534	215+561	34.027
Cuarcita	215+561	217+474	1.913

Tabla 7. Identificación de rocas.

Tras ubicar e identificar los diferentes tipos de rocas a lo largo del trayecto de la ruta óptima, se tiene identificada la roca dura que corresponde a andesita con una longitud de 6.55 kilómetros, metasedimentaria con una longitud 1.91 kilómetros y palustre con 13.98 kilómetros de longitud. El trayecto de la ruta óptima está conformado por 11% de roca dura. En la *tabla 8. Resumen rocas*, se muestran las rocas identificadas, su longitud y el porcentaje de esta a lo largo del trayecto.

Roca	Longitud (km)	Porcentaje
Aluvial	49.25	23%
Andesita	6.56	3%
Arenisca	79.29	36%
Arenisca Conglomerado	22.56	10%
Caliza	33.20	15%
Cuarcita	1.91	1%
Granito	2.30	1%
Metasedimentaria	8.42	4%
Palustre	13.99	6%
Resumen		
Roca dura	24.75	11%
Roca blanda	192.72	89%

Tabla 8. Resumen de rocas.

Cruces especiales

Para poder tener una noción del tipo, cantidad y longitud de los cruces especiales, así como el método constructivo a emplear en cada uno de ellos, en la *Tabla 9. Cruces especiales*, se ubicaron, identificaron, midieron y asignaron los métodos constructivos a emplear en cada uno de los cruces especiales a lo largo del trayecto de la ruta óptima.

Cruces de caminos y carreteras

En la ruta se identificaron siete cruces con caminos pavimentados y tres carreteras, como se puede apreciar en la *Imagen 27. Identificación de caminos y carreteras*, de los cuales dos son estatales y uno es federal, por lo que se emplearán nueve perforaciones horizontales para los caminos y carreteras estatales y una perforación horizontal con encamisado para la carretera federal.

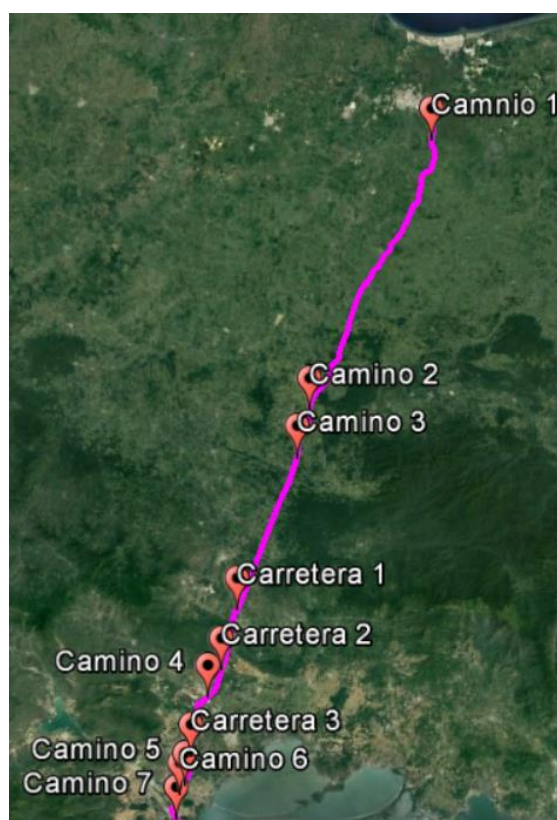


Imagen 27. Identificación de caminos y carreteras.

Cruces ferroviarios

Se identificaron tres cruces ferroviarios en el estado de Oaxaca como se muestra en la *Imagen 28. Identificación de ferrovías*, donde se empleará el método constructivo de perforación horizontal con encamisado para cada uno de ellos, como requisito de cruzamiento establecido por SCT.

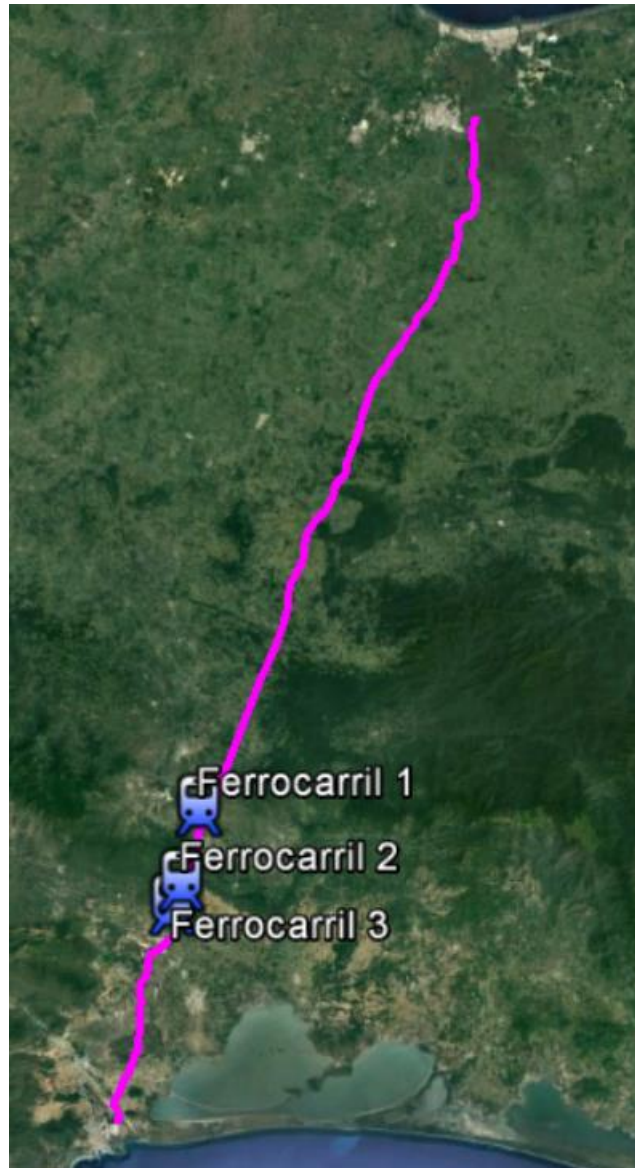


Imagen 28. Identificación de ferrovías.

Cruces con arroyos

Se identificaron seis cruces con arroyos a lo largo del trayecto de la ruta óptima, como se muestra en la *Imagen 29. Identificación de arroyos*, se propone realizar las obras de cruzamiento en épocas de estiaje permitiendo emplear el método constructivo convencional de cielo abierto.



Imagen 29. Identificación de arroyos.

Cruces con canales

En la *Imagen 30. Identificación de canales*, se puede observar que se identificaron siete canales a lo largo del trayecto de la rutina óptima, los cuales se encuentra en el estado de Oaxaca próximos al punto de entrega. Para estos cruces se empleará el método constructivo de perforación horizontal.



Imagen 30. Identificación de canales.

Cruces con ríos

A lo largo del trayecto de la ruta óptima se localizaron 14 cruces con ríos como se puede ver en la *Imagen 31. Identificación de ríos*, de los cuales, debido a sus dimensiones, se seleccionó el método constructivo de perforación horizontal dirigida para 11 cruces con ríos, mientras que los tres cruces restantes podrán ser llevados a cabo con el método constructivo convencional de cielo abierto en temporada de estiaje.



Imagen 31. Identificación de arroyos.

No.	Cruce	Método constructivo	Longitud (m)
Caminos y carreteras			
1	Camino	Hincado	30
2	Camino	Hincado	30
3	Camino	Hincado	30
4	Carretera	Hincado	40
5	Carretera	Hincado y encamisado	40
6	Camino	Hincado	40
7	Carretera	Hincado	30
8	Camino	Hincado	30
9	Camino	Hincado	30
10	Carretera	Hincado	30
Ferrovías			
1	Ferrocarril	Hincado y encamisado	35
2	Ferrocarril	Hincado y encamisado	35
3	Ferrocarril	Hincado y encamisado	35
Arroyos			
1	Arroyo	Cielo abierto	30
2	Arroyo	Cielo abierto	30
3	Arroyo	Cielo abierto	40
4	Arroyo	Cielo abierto	60
5	Arroyo	Cielo abierto	50
6	Arroyo	Cielo abierto	80
Canales			
1	Canal	Hincado	45
2	Canal	Hincado	20
3	Canal	Hincado	20
4	Canal	Hincado	20
5	Canal	Hincado	20
6	Canal	hincado	20
7	Canal	Hincado	20
Ríos			
1	Río Coatzacoalcos (1)	HDD	380
2	Río2	HDD	170
3	Río3	HDD	170
4	Río Coachapa (4)	HDD	305
5	Río	HDD	305

6	Río	HDD	305
7	Río	HDD	305
8	Río	Cielo abierto	60
9	Río El Corte	HDD	305
10	Río Verde	HDD	305
11	Río1	HDD	305
12	Río de los Perros	Cielo abierto	60
13	Río13	Cielo abierto	30
14	Río Tehuantepec	Cielo abierto	170

Tabla 9. Cruces especiales.

Como se puede apreciar en la *Tabla 10. Resumen de métodos constructivos*, los cruces con ríos representarán uno de los mayores retos a lo largo de la etapa de construcción del proyecto, puesto que representan casi tres cuartas partes de la longitud total de los cruces especiales y requieran de la perforación horizontal dirigida como método constructivo.

Método constructivo	Cantidad	Longitud [m]
Cielo abierto	10	610
Hincado	16	455
Hincado y encamisado	4	145
HDD	10	2,855

Tabla 10. Resumen de métodos constructivos.

3.3 Modelo Hidráulico

El modelo hidráulico fue construido con la ayuda de un software especializado en transporte de gas natural, el cual permitió obtener la capacidad de transporte para cada uno de los diámetros propuestos.

Para poder llevar a cabo el dimensionamiento de la línea de transporte de gas natural, se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

Presión de recibo: 650-950 psi, con incrementos de 50 psi en cada simulación.

- Presión de recibo: 650-950 psi, con incrementos de 50 psi en cada simulación.
- Presión de entrega: 600 psi.
- Diámetros por evaluar: 12, 16, 18, 20, 24, 30 y 36 pulgadas
- Especificaciones del acero de tubería: API 5L X70.
- Presión de diseño: 1,440 psi.
- Flujo Máximo Esperado 227 MMPCD.

Se calculó el espesor de pared para los diámetros de 12,16, 18, 20, 24, 30 y 36 pulgadas, tomando las clases de localización y presión de diseño como lo establece la NORMA Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

Dicho cálculo de espesor de pared es obtenido mediante el uso de la ecuación de Barlow mostrada a continuación:

$$t = \frac{PD}{2(S)(F)(E)(T)}$$

Donde:

t: Espesor de pared, en [cm]

P: Presión de diseño, en [kPa]

D: Diámetro Nominal Exterior, en [cm]

S: Resistencia Mínima a la Cedencia, en [kPa]

F: Factor de clase de localización cuyos valores se muestran en la tabla siguiente, [adimensional]

Determinación del factor de clase de localización [F]

Se determina la clase de localización en función al número de construcciones para ocupación humana dentro del área unitaria determinado, el área unitaria tendrá una longitud de 1,600 m y 200 m de ancho de ambos lados de la tubería.

Clase de Localización 1: lugares expuestos a la actividad humana poco frecuente sin presencia humana permanente. Esta Clase de Localización refleja áreas de difícil acceso, como los desiertos y regiones de la tundra.

Clase de Localización 2: el área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población inferior a 50 habitantes por kilómetro cuadrado. Esta Clase de Localización refleja áreas como tierras baldías, tierras de pastoreo, tierras agrícolas y otras zonas escasamente pobladas.

Clase de Localización 3: el área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y cinco construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población de 50 personas o más, pero menos de 250 personas por kilómetro cuadrado, con múltiples viviendas, con hoteles o edificios de oficinas donde no más de 50 personas pueden reunirse regularmente y con industrias dispersas. Esta Clase de Localización refleja áreas donde la densidad de población es intermedia entre la Clase de Localización 2 y la Clase de Localización 4, tales como las zonas marginales ubicadas alrededor de las ciudades y pueblos, ranchos y fincas.

Clase de Localización 4. el área unitaria que cuenta con cuarenta y seis construcciones o más ocupadas por personas y/o lugares con una densidad poblacional de 250 personas o más por kilómetro cuadrado, excepto donde prevalezca una Clase de Localización 5. Esta Clase de Localización refleja zonas donde existan desarrollos urbanos, zonas residenciales, zonas industriales y otras áreas pobladas que no estén incluidas en la Clase de Localización 5.

Clase de localización 5. cuando además de las condiciones presentadas en una Clase de Localización 4, prevalece alguna de las características siguientes:

- I. Construcciones de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja.
- II. Vías de comunicación con tránsito intenso o masivo.
- III. Instalaciones subterráneas de servicios prioritarios o estratégicas para la zona urbana.

En la *tabla 11. Factores de diseño*, se muestra el factor de diseño [F] a emplear para cada una de las clases de localización.

Clase de Localización	1	2	3	4	5
Ruta general	0.77	0.77	0.67	0.55	0.45
Cruces e invasiones paralelas. Caminos secundarios	0.77	0.77	0.67	0.55	0.45
Cruces e invasiones paralelas. Caminos principales, vías de ferrocarril, canales, ríos y lagos	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45
Trampas de diablos	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45
Ducto principal en estaciones y terminales	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45
Construcciones especiales, como ensambles fabricados y Ducto en puentes	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45

Tabla 11. Factores de diseño por clase de localización.

Determinación del factor de junta longitudinal [E] para ductos de acero

El factor de junta longitudinal que se utiliza en la ecuación de Barlow se determina de acuerdo con la *Tabla 12. Factor de junta longitudinal*, que se muestra a continuación:

Especificación	Clase de Tubo	Factor de Junta Longitudinal [E]
ASTM A53	Sin costura	1
	Soldado por resistencia eléctrica	1
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua.	0.6
ASTM A106	Sin costura	1
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1
ASTM A139	Soldado por fusión eléctrica	0.8
ASTM A211	Soldadura helicoidal	0.8
ASTM A333	Sin costura	1
	Soldado por resistencia eléctrica	1
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1
ASTM A671	Soldado por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.8
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1
ASTM A672	Soldado por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.8

	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1
API 5L	Sin costura	1
	Soldado por resistencia eléctrica	1
	Soldado por "flasheo" eléctrico	1
	Soldado con arco sumergido	1
	Soldado a tope en horno	0.6
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro igual o mayor de 101.60 [mm] (4")	0.8
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro igual o menor de 101.60 [mm] (4")	0.6

Tabla 12. Factor de Junta Longitudinal.

Para este caso se utilizará la especificación API 5L con soldadura, por lo que el factor de eficiencia de junta longitudinal, [E] será igual a 1.

Determinación del factor de corrección por temperatura [T]

El factor de corrección por temperatura que se debe usar en la ecuación de Barlow se determina de acuerdo con la *Tabla 13. Factor de corrección por temperatura* que se muestra a continuación:

Temperatura del gas [k]	Factor de corrección por temperatura [T]
400 o menor	1.000
420	0.967
450	0.933
480	0.900
500	0.867

Tabla 13. Factor de Corrección por Temperatura.

Como lo determina la NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa), el rango de temperatura en el punto de entrega del gas natural en los sistemas de transporte, distribución

y/o usuarios debe ser de 283.15 K (10 °C) a 323.15 K (50 °C), por lo que el factor de corrección por temperatura, [T] será igual a 1.

3.3.1 Espesor de pared

A partir de la determinación de los valores para cada uno de los factores de la ecuación de diseño de Barlow y considerando los criterios de diseño establecidos anteriormente, se procedió al cálculo de espesores de pared en función a los diámetros propuestos y a las clases de localización.

En las *Tablas 14, 15 y 16 Espesores de pared para clases de localización*, se muestran los espesores de pared teóricos calculados mediante la ecuación de Barlow y los espesores de pared comerciales para cada uno de los diámetros a evaluar en las simulaciones hidráulicas de flujo.

Especificación de tubería	API 5L X65	
fy [psi]	65,000	
Presión de diseño [psi]	1,440	
Clase de localización	1 y 2	
Cálculo de espesores de pared		
Diámetro [in]	Espesor de pared [in]	
	Teórico	Comercial
12.75	0.183	0.188
16	0.230	0.25
18	0.259	0.281
20	0.288	0.312
24	0.343	0.344
30	0.432	0.438
36	0.518	0.562

Tabla 14. Espesores de pared para clase de localización 1 y 2.

Especificación de tubería	API 5L X65	
fy [psi]	65,000	
Presión de diseño [psi]	1,440	
Clase de localización	3	
Cálculo de espesores de pared		
Díámetro [in]	Espesor de pared [in]	
	Teórico	Comercial
12.75	0.211	0.219
16	0.265	0.281
18	0.298	0.312
20	0.331	0.344
24	0.397	0.438
30	0.496	0.562
36	0.595	0.625

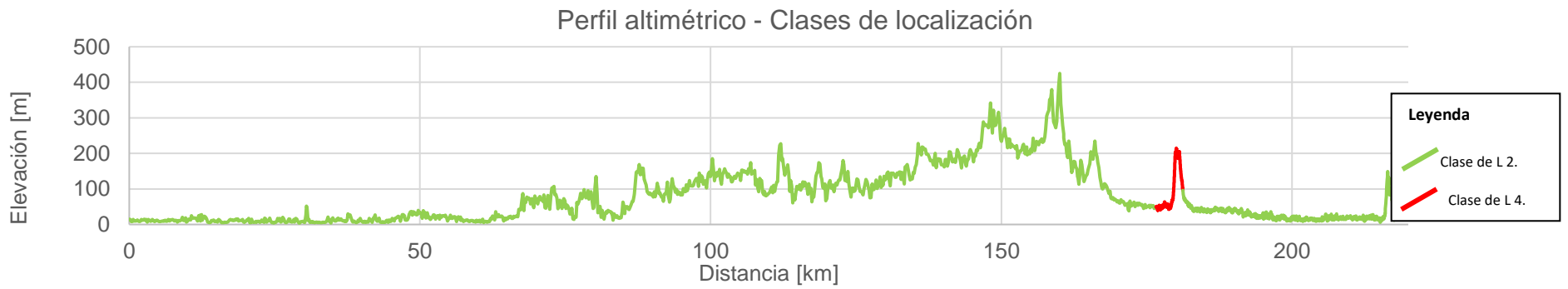
Tabla 15. Espesores de pared para clase de localización 3.

Especificación de tubería	API 5L X65	
fy [psi]	65,000	
Presión de diseño [psi]	1440	
Clase de localización	4	
Cálculo de espesores de pared		
Díámetro [in]	Espesor de pared [in]	
	Teórico	Comercial
12.75	0.257	0.281
16	0.322	0.344
18	0.363	0.375
20	0.403	0.438
24	0.483	0.5
30	0.604	0.625
36	0.725	0.75

Tabla 16. Espesores de pared para clase de localización 4.

Ya obtenido el espesor de pared para cada una de las Clases de localización de los diferentes diámetros a evaluar, se identificaron, localizaron y midieron las Clases de localización a utilizar en la ruta óptima propuesta. Como se puede apreciar *Imagen 32. Clases de localización de la ruta óptima*, el trayecto de la ruta óptima está constituido en su mayoría por la Clase de Localización 2, disminuyendo considerablemente los costos en acero de la tubería a emplear. Se presenta en el trayecto de la ruta óptima un segmento de Clase de localización 4 con una longitud de 4.61 kilómetros.

Los espesores de pared y longitudes de segmento obtenidos para cada una de las Clases de localización serán empleados en el modelo hidráulico al igual que el perfil de elevaciones de la ruta óptima. En la *Gráfica 12. Perfil altimétrico con Clases de localización*, se muestra la ubicación de las Clases de localización a lo largo del perfil de elevaciones de la ruta óptima.



Gráfica 12. Perfil altimétrico con clases de localización



Imagen 32. Clases de localización de la ruta óptima.

3.3.2 Análisis Hidráulico

Para poder determinar el diámetro óptimo de la línea de transporte de gas natural, se llevaron a cabo simulaciones hidráulicas, las cuales consistieron en la obtención de la capacidad máxima de transporte para cada uno de los diámetros propuestos, siendo limitados por el rango de presiones de recibo establecidas de 650 a 950 (psi) y la presión en el punto de entrega de 600 (psi)

Para determinar la capacidad máxima de transporte de cada uno de los diámetros propuestos, se llevaron a cabo simulaciones de flujo, haciendo un incremento de la presión de recibo, comenzando en 650 libras con incrementos de 50 libras hasta llegar a la presión de recibo máxima estimada en el ducto de 48 (psi) de diámetro perteneciente al CENAGAS. La presión en el punto de entrega será en todas las simulaciones la misma (600 psi).

Empleando la metodología planteada, se pretende obtener el rango de transporte de flujo para cada uno de los diámetros propuestos y así poder determinar el diámetro óptimo para la demanda máxima estimada de 350 MMPCD.

El modelo creado para las simulaciones hidráulicas está constituido por un punto de recibo (inicio) nombrado "Minatitlán", tres segmentos de tubería los cuales están nombrados en función a su clase de localización, y el punto de entrega (fin) nombrado "Salina Cruz". En la imagen 33. *Modelo hidráulico*, se puede apreciar el modelo hidráulico.

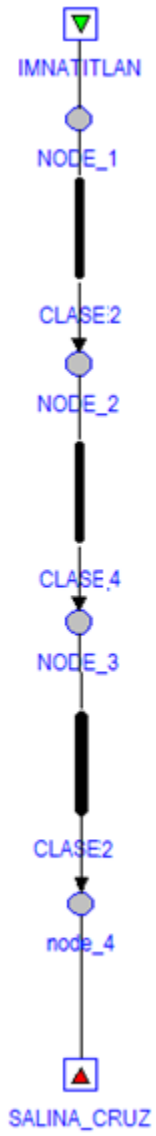


Imagen 33. Modelo hidráulico.

3.3.3 Resultados de simulaciones de capacidad máxima de transporte

Diámetro: 12.75 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro de 12.75 pulgadas es de 48.146 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 4.53 m/s y un gas de empaque de 36.89 MMPC en la línea de transporte de gas natural.

La línea de transporte de gas natural evaluada con un diámetro de 12.75 in no logra cubrir la demanda estimada de 350 MMPCD en ninguno de los escenarios simulados.

En la *Tabla 17. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 12.75 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	48.146	2.903	4.53	36.899
900	600	43.665	2.792	4.115	35.443
850	600	39.008	2.653	3.681	34.022
800	600	34.088	2.474	3.222	32.634
750	600	28.783	2.239	2.724	31.286
700	600	22.833	1.911	2.162	29.977
650	600	15.546	1.406	1.473	28.718

Tabla 17. Resultados de simulaciones.

Diámetro: 16 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro 16 in es de 86.47 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 5.17 m/s y un gas de empaque de 57.75 MMPC en la línea de transporte de gas natural.

La línea de transporte de gas natural evaluada con un diámetro de 16 in no logra cubrir la demanda estimada de 350 MMPC en ninguno de los escenarios simulados.

En la *Tabla 18. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 16 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	86.476	3.324	5.172	57.755
900	600	78.463	3.198	4.702	55.476
850	600	70.111	3.04	4.209	53.255
800	600	61.285	2.837	3.688	51.092
750	600	51.781	2.568	3.121	48.99
700	600	41.111	2.194	2.482	46.976
650	600	28.033	1.618	1.693	45.005

Tabla 18. Resultados de simulaciones.

Diámetro: 19 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro de 18 in es de 117.39 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 5.53 m/s y un gas de empaque de 72.97 MMPC en la línea de transporte de gas natural.

La línea de transporte de gas natural evaluada con un diámetro de 18 in no logra cubrir la demanda estimada de 350 MMPCD en ninguno de los escenarios simulados.

En la *Tabla 19. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 18 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	117.397	3.567	5.537	72.97
900	600	106.568	3.432	5.035	70.099
850	600	95.215	3.262	4.511	67.293
800	600	83.264	3.045	3.954	64.562
750	600	70.366	2.757	3.349	61.911
700	600	55.89	2.357	2.664	59.347
650	600	38.139	1.739	1.82	56.895

Tabla 19. Resultados de simulaciones.

Diámetro: 20 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro de 20 in es de 154.42 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 5.88 m/s y un gas de empaque de 89.95 (MMPC) en la línea de transporte de gas natural.

La línea de transporte de gas natural evaluada con un diámetro de 20 in no logra cubrir la demanda estimada de 350 MMPCD en ninguno de los escenarios simulados.

En la *Tabla 20. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 20 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	154.422	3.798	5.887	89.956
900	600	140.056	3.654	5.356	86.401
850	600	125.173	3.474	4.799	82.942
800	600	109.475	3.243	4.209	79.575
750	600	92.527	2.937	3.567	76.313
700	600	73.52	2.512	2.839	73.164
650	600	50.211	1.855	1.942	70.165

Tabla 20. Resultados de simulación.

Diámetro: 24 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro de 24 in es de 249.40 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 6.56 m/s y un gas de empaque de 129.92 MMPC en la línea de transporte de gas natural.

La línea de transporte de gas natural evaluada con un diámetro de 24 in no logra cubrir la demanda estimada de 350 MMPCD en ninguno de los escenarios simulados.

En la *Tabla 21. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 24 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	249.402	4.237	6.561	129.922
900	600	226.143	4.075	5.973	124.685
850	600	202.139	3.875	5.355	119.686
800	600	176.848	3.619	4.697	114.83
750	600	149.532	3.279	3.983	110.127
700	600	118.894	2.806	3.172	105.597
650	600	81.296	2.075	2.172	101.264

Tabla 21. Resultados de simulaciones.

Diámetro: 30 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro de 30 pulgadas es de 443.46 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 7.48 m/s y un gas de empaque de 201.97 (MMPC) en la línea de transporte de gas natural.

Se logra cubrir la demanda estimada en la línea de transporte de gas natural para el diámetro de 30 in, siempre y cuando la presión en el punto de recibo sea mayor o igual a 800 psi.

En la *Tabla 22. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 30 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	443.468	4.828	7.485	201.974
900	600	402.402	4.646	6.82	193.899
850	600	359.705	4.418	6.116	186.083
800	600	314.786	4.127	5.367	178.504
750	600	266.185	3.74	4.553	171.137
700	600	211.798	3.203	3.629	164.207
650	600	145.065	2.373	2.487	157.563

Tabla 22. Resultados de simulaciones.

Diámetro: 36 in

La capacidad máxima de transporte para la línea “Minatitlán-Salina Cruz” con un diámetro de 36 in es de 707.19 MMPCD, con una velocidad máxima registrada de 8.33 m/s y un gas de empaque de 289.13 MMPC en la línea de transporte de gas natural.

Con un diámetro de 36 in, se logra cubrir la demanda estimada para la línea de transporte de gas natural inclusive cuando la presión de recibo es igual a 700 psi.

En la *Tabla 23. Resultados de simulaciones*, se puede observar el flujo transportado, las velocidades y el gas de empaque para cada una de las presiones de recibo simuladas en la línea de transporte de gas natural con un diámetro de 36 in.

Presión de Recibo [psi]	Presión de Entrega [psi]	Flujo Máximo [MMPCD]	Velocidad Inicial [m/s]	Velocidad Final [m/s]	Gas de Empaque [MMPC]
950	600	707.198	5.369	8.331	289.133
900	600	641.293	5.165	7.594	277.347
850	600	573.335	4.912	6.815	266.093
800	600	501.766	4.588	5.984	255.174
750	600	424.407	4.159	5.005	244.561
700	600	337.841	3.563	4.048	234.484
650	600	231.575	2.642	2.776	225.09

Tabla 23. Resultados de simulaciones.

3.3.4 Análisis de resultados

En la Tabla 26. Capacidad de transporte y la Gráfica 13. Capacidad máxima de transporte, se pueden observar los flujos obtenidos para cada diámetro simulado en función al rango de presiones de recibo. Las casillas sombreadas en color azul son aquellos flujos que no alcanzan a cubrir la demanda máxima estimada, mientras que las casillas de color naranja son aquellos flujos que superan considerablemente la demanda máxima estimada; y finalmente las casillas de color verde, son aquellos flujos que cubren satisfactoriamente la demanda máxima solicitada.

Los diámetros menores a 30 pulgadas no logran cubrir la demanda máxima estimada en ninguno de los escenarios simulados.

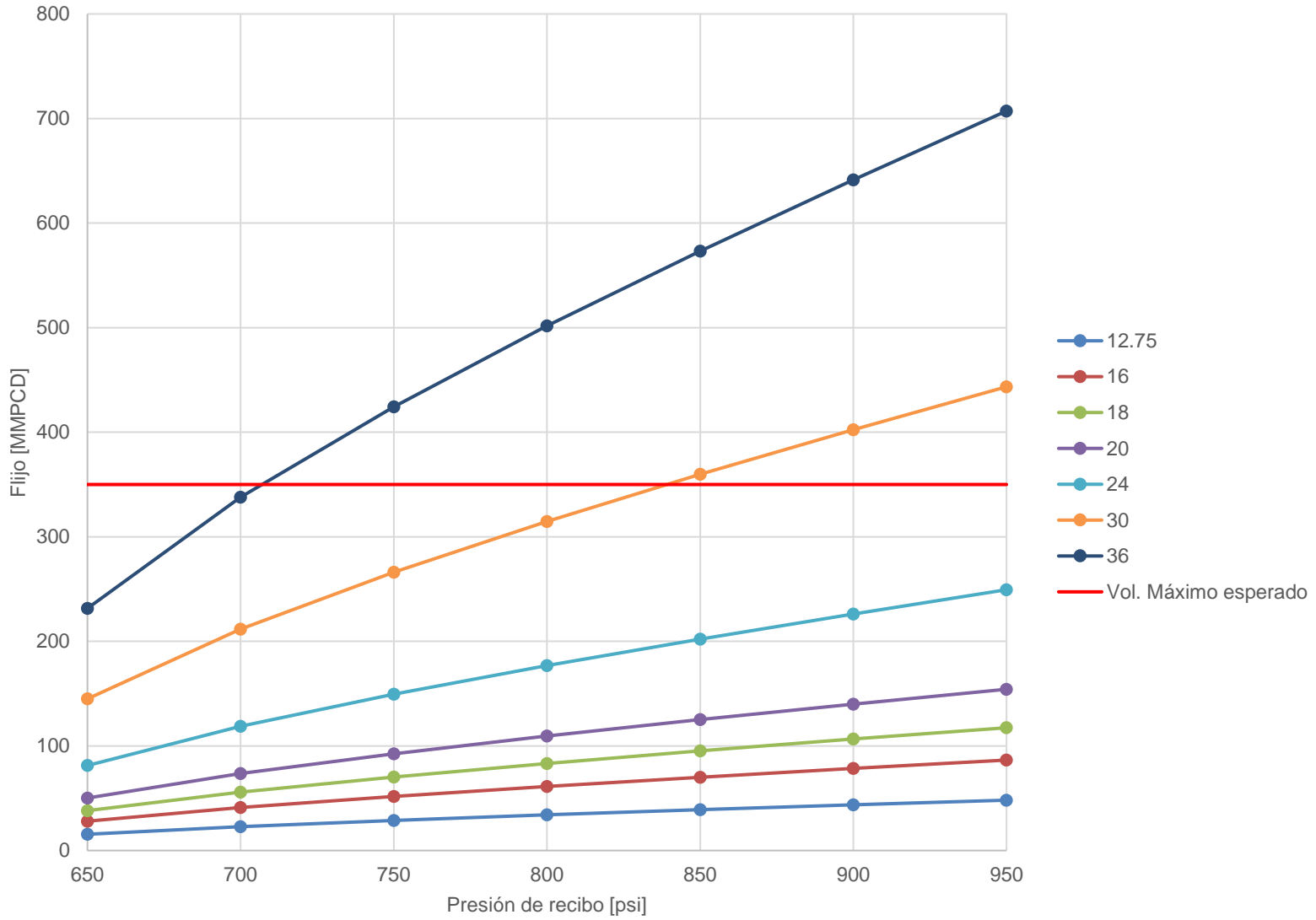
El diámetro de 30 pulgadas logra cubrir la demanda máxima estimada siempre y cuando la presión de recibo sea mayor o igual a 850 psi y presenta una capacidad adicional de transporte disponible de 93.46 MMPCD una vez cubierta la demanda de 350 MMPCD.

El diámetro de 36 pulgadas logra satisfacer la demanda máxima estimada, siempre y cuando la presión de recibo sea mayor o igual a 750 psi y puede transportar más del doble de la demanda máxima estimada.

Presión de recibo [psi]	Diámetros [in]						
	12.75	16	18	20	24	30	36
950	48.14	86.47	117.40	154.22	249.41	443.46	707.19
900	43.66	78.46	106.57	140.05	226.14	402.4	641.29
850	39.01	70.11	95.21	125.17	202.14	359.7	573.33
800	34.08	61.28	83.26	109.47	176.84	314.78	501.76
750	28.78	51.78	70.36	92.53	149.53	266.18	424.4
700	22.83	41.11	55.89	73.52	118.89	211.8	337.84
650	15.54	28.03	38.14	50.21	81.29	145.06	231.57

Tabla 24. Capacidad de transporte.

Capacidad de transporte



Gráfica 13. Capacidad de transporte.

3.3.5 Selección del diámetro óptimo

Como se puede observar en la *Tabla 24. Capacidad máxima de transporte*, los diámetros menores a 30 pulgadas no logran cumplir la demanda estimada de 350 MMPCD en ninguno de los diferentes escenarios de simulación, por lo que quedan descartados de la selección.

El diámetro de 30 pulgadas permite un rango de flujos de 145 hasta 443 MMPCD, en función a la presión de recibo, logrando cubrir la demanda estimada a partir de una presión de recibo mayor o igual a 850 psi y dejando una capacidad disponible de 93.46 (psi) la cual puede ser utilizada para futuros crecimientos de la demanda, siempre y cuando la presión de recibo sea igual a 950 psi.

Pese a que el diámetro de 36 pulgadas logra cubrir la demanda máxima estimada a bajas presiones, el sistema de transporte quedaría sobrediseñado con una capacidad máxima de transporte superior al doble de la demanda máxima estimada. Esta sobrecapacidad más allá de permitir un beneficio al lograr transportar un mayor flujo, genera un sobrecosto de la línea de transporte de gas natural poniendo en riesgo la factibilidad económica del proyecto.

Con los resultados obtenidos en las simulaciones de capacidad y el flujo máximos estimado de 350 MMPCD, el diámetro de 30 pulgadas es ideal para la línea de transporte de gas natural “Minatitlán-Salina Cruz”.

4 Conclusiones

Mediante la evaluación de los criterios establecidos, la propuesta 5 (morado), presenta la calificación más alta al obtener 86.36 puntos siendo ésta, la ruta óptima para la línea de transporte de gas natural “Minatitlán-Salina Cruz”.

Unos de los principales retos que se presentan en el proyecto, es el gran número de propietarios afectados, donde un factor determinante para obtener éxito en el proyecto al momento de su construcción, es la consideración de la liberación del derecho de vía, el cual puede tomar tiempos considerables.

De la misma forma, se presenta un gran número de cruces especiales, los cuales requerirán tiempos adicionales para la obtención de los permisos de cruzamiento y la elaboración del cruzamiento.

El 11% del material del subsuelo corresponde a roca dura, por lo que el uso de maquinaria especializada para el manejo de rocas duras sólo será necesario en pequeños segmentos al largo de la trayectoria de la ruta óptima.

Tras los resultados de las simulaciones hidráulicas de capacidad máxima de transporte, se pudo determinar que los ductos con diámetros inferiores a 30 pulgadas no logran cubrir la demanda máxima estimada.

La línea de transporte evaluada con el diámetro de 36 pulgadas logra cubrir el flujo máximo estimado no obstante queda una capacidad de transporte disponible superior a la demanda máxima solicitada, por lo que este diámetro quedaría sobre dimensionado para las necesidades de la línea de transporte de gas natural “Minatitlán-Salina Cruz”.

La línea de transporte evaluada con el diámetro de 30 pulgadas logra cubrir satisfactoriamente la demanda estimada, teniendo además una capacidad disponible del 21.07% (93.46 MMPCD) la cual puede ser utilizada para satisfacer el incremento de futuras demandas en la zona.

Se seleccionó el diámetro de 30 pulgadas con espesores de pared de 0.468 y 0.625 pulgadas para clases de localización dos y cuatro respectivamente como la mejor alternativa en función a los criterios de presiones y flujo establecidos.

La propuesta de una línea de transporte de gas natural de 30 pulgadas de diámetros que envíe 350 MMPCD gas natural del municipio de Minatitlán en el estado de Veracruz, al municipio de Salina Cruz en el estado de Oaxaca es técnicamente factible.

Referencias

Raymond Chang y Kenneth A. Goldsby. (2013). Química. 11ª ed. México. McGraw-Hill.

Pemex. (1999). Las reservas de hidrocarburos de México. Pemex Exploración y Producción, México, Ciudad de México.

Melissa Portillo Mendoza. (2011) Evaluación de reservas de hidrocarburos por métodos de simulación numérica de yacimientos. (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.

ACP, (2017). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá, Colombia: Asociación Colombiana del Petróleo. Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YNCv3.pdf>

Martínez Rodríguez R. y Peña Martínez Polete M. (2016) Riesgos financieros en el mercado de Gas Natural. (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.

SENER (2019). Gas Natural y Petroquímica. Ciudad de México: Secretaría de Energía. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166646/Gas_Natural.pdf

Cintha Adriana Redonda Godoy (2008). Separación y estabilización de aceite crudo. (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.

Gutiérrez, J.P., Sosa T.S., Ale Ruiz, L., Riveros Zapata, A. y Erdmann. (2013). Diseño del proceso de endulzamiento de gas natural. Simulación y comparación. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Salta e Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Recuperado de: http://www.aaig.org.ar/SCongresos/docs/04_025/papers/05f/05f_1423_589.pdf

Pemex, (2019). Procesos industriales, Ciudad de México: Pemex gas y petroquímica básica <http://www.gas.pemex.com.mx/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>

Page, David. (16/10/2014). La globalización del gas natural viaja en barco. Madrid, España: Expansión. Recuperado de: <https://www.expansion.com/2014/10/16/empresas/energia/1413449691.html>

Félix R. (2013) El gas natural licuado y la generación de energía eléctrica en México (*Seguridad e Impacto Ambiental*). (Maestría). Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.

IEA. (2019). Natural Gas Statistics. Paris, Francia: international Energy Agency. Recuperado de: <https://www.iea.org/statistics/naturalgas/>

Bray A., Crotagino F., Pervedel. B., Brown K., Frantz J., Sawyer W., Ren N.K., Berger H., Henzell M., Stiles K. (2002) Almacenamiento subterráneo de gas natural. Oilfield Review. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf

Bray A., Crotagino F., Pervedel. B., Brown K., Frantz J., Sawyer W., Ren N.K., Berger H., Henzell M., Stiles K. (2002) Almacenamiento subterráneo de gas natural. Oilfield Review. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf

Bp (2017). BP Statistical Review of World Energy June 2017. Reino Unido: British Petroleum https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf

SENER. (2018). Prontuario estadístico septiembre 2018. Ciudad de México: Secretaría de Energía. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/408846/Prontuario_Septiembre_2018.pdf

CENACE. (2017). Informe de tecnología de generación referencia. Ciudad de México: Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado de: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2017/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2016%2012%2006.pdf>

CNH. (2019). Reporte de producción de gas natural. Datos Abiertos Comisión Nacional de Hidrocarburos. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Recuperado de: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-produccion-de-gas-natural>

SENER. (2019). Estatus de la infraestructura de gas natural. Ciudad de México: Secretaria de Energía. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/482270/Estatus_de_gasoductos_AGOSTO_2019.pdf

Cruces. (2019). Instalación y Reparación de Tuberías. Chile: Cruces. Recuperado de: <http://www.cruces.cl/web/instalacion-y-reparacion-de-tuberias/>

Perfhora. (2019). Procedimiento de ejecución. Perforación horizontal dirigida. Salamanca, España: Perfhora Tecnología sin zanja Recuperado de: <http://www.perfhora.es/perforacion-dirigida/perforacion-horizontal-dirigida>

Deloitte. (2019). Gas Natural en México. Oportunidades para su uso vehicular industrial y vehicular. Ciudad de México. Deloitte México. Recuperado de: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/finance/2019/Gas-Natural-en-Mexico.pdf>

TC. Energía. (2019). Sistema Sur de Texas – Tuxpan. TC Energía Corporation. Recuperado de: <https://www.tcenergia.com/activos/sistema-sur-de-texas-tuxpan/>

CENAGAS. (2016). Cuellos de botella y presiones. Ciudad de México: Centro Nacional de Control del Gas Natural. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/181524/Cuellos_de_Botella_y_Presiones.pdf

Coatzacoalcos. (2019) Administración Portuaria Integral de Coatzacoalcos. Coordinación General de Puertos y Marina Mercante. Recuperado de:
<https://www.puertocoatzacoalcos.com.mx>

Libral (2019). Refinería de Minatitlán, la de mayor producción en todo el país. Recuperado de
<https://liberal.com.mx/refineria-de-minatitlan-la-de-mayor-produccion-en-todo-el-pais/>

SHCP. (2014). Dictamen de la zona económica especial de Salina Cruz. Ciudad de México. Secretaria de Hacienda y Crédito Público. Recuperado de:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/372131/Dictamen_.pdf

Índice de diagramas, gráficas, imágenes y tablas

Diagrama 1. Yacimientos de hidrocarburos.....	4
Diagrama 2. Etapas de procesamiento del gas natural (SENER,2019).....	8
Diagrama 3. Presiones operativas. (CENAGAS, 2016).....	29
Diagrama 4. Cuellos de botella (CENAGAS, 2016).....	30
Gráfica 1. Principales reservas probadas de gas natural en el 2016.....	13
Gráfica 2. Producción mundial de gas natural en el año 2016.....	14
Gráfica 3. Comportamiento del precio del gas natural 1986-2016.....	14
Gráfica 4. Precios de los combustibles 2015-2018 (SENER,2018).....	15
Gráfica 5. Demanda nacional de combustibles del sector eléctrico 2016.....	17
Gráfica 6. Adición de MW por tecnología 2018-2032.....	18
Gráfica 7. Consumo de gas natural en el sector petrolero 2016.....	19
Gráfica 8. Demanda de combustibles en el sector industrial.....	20
Gráfica 9. Producción de gas Natural en México 2010-2018. (SENER,2018).....	22
Gráfica 10.Principales puntos de inyección de gas natural nacional.....	26
Gráfica 11. Perfil altimétrico.....	45
Gráfica 12. Perfil altimétrico con clases de localización.....	75
Gráfica 13. Capacidad de transporte.....	86
Imagen 1. Infraestructura en transporte de gas natural del CENAGAS. (CRE,2019).....	23
Imagen 2. Balance de gas natural 2016. (CENAGAS 2016).....	24
Imagen 3. Infraestructura añadida en México.....	25
Imagen 4. Puntos de importación de gas natural. (SENER,2019).....	26
Imagen 5. Interconexiones ducto “Sur de Texas-Tuxpán.....	28
Imagen 6. Ubicación de puntos de recibo y entrega del proyecto.....	36
Imagen 7. Trazo de línea de referencia.....	38
Imagen 8. Ubicación de núcleos de alta densidad poblacional.....	39
Imagen 9. Ubicación de municipios afectados.....	40
Imagen 10. Afectación de áreas naturales protegidas.....	42
Imagen 12. Ejemplo de simplificación de curvas.....	43
Imagen 11. Ejemplo de simplificación de curvas.....	43
Imagen 13. Curvas de nivel.....	44
Imagen 14. Altimetría.....	44
Imagen 15. Identificación de roca.....	46
Imagen 16. Simplificación de cruces especiales.....	47
Imagen 17. Simplificación de cruces especiales.....	47
Imagen 18. Peroración horizontal.....	49

Imagen 19. Perforación de horizontal dirigida.....	49
Imagen 20. Propuestas.	50
Imagen 21. Propuesta 1.....	51
Imagen 22. Propuesta 2.....	52
Imagen 23. Propuesta 3.....	53
Imagen 24. Propuesta 4.....	54
Imagen 25. Propuesta 5.....	55
Imagen 26. Municipios afectados.....	58
Imagen 27. Identificación de caminos y carreteras.....	61
Imagen 28. Identificación de ferrovías.....	62
Imagen 29. Identificación de arroyos.....	63
Imagen 30. Identificación de canales.....	64
Imagen 31. Identificación de arroyos.....	65
Imagen 32. Clases de localización de la ruta óptima.....	75
Imagen 33. Modelo hidráulico.....	77
Tabla 1. Hidrocarburos de cadena lineal.....	2
Tabla 2. Composición química del gas natural.....	6
Tabla 3. Especificaciones del gas natural.....	7
Tabla 4. Características de las rutas propuestas.....	56
Tabla 5. Puntos de criterios de evaluación.....	56
Tabla 6. Calificación de criterios.....	57
Tabla 7. Identificación de rocas.....	60
Tabla 8. Resumen de rocas.....	60
Tabla 9. Cruces especiales.....	67
Tabla 10. Resumen de métodos constructivos.....	67
Tabla 11. Factores de diseño por clase de localización.....	70
Tabla 12. Factor de Junta Longitudinal.....	71
Tabla 13. Factor de Corrección por Temperatura.....	71
Tabla 14. Espesores de pared para clase de localización 1 y 2.....	72
Tabla 15. Espesores de pared para clase de localización 3.....	73
Tabla 16. Espesores de pared para clase de localización 4.....	73
Tabla 17. Resultados de simulaciones.....	78
Tabla 18. Resultados de simulaciones.....	79
Tabla 19. Resultados de simulaciones.....	80
Tabla 20. Resultados de simulación.....	81
Tabla 21. Resultados de simulaciones.....	82
Tabla 22. Resultados de simulaciones.....	83
Tabla 23. Resultados de simulaciones.....	84
Tabla 24. Capacidad de transporte.....	85