

Al final del segundo capítulo se presenta la propuesta de rehabilitación detallada para lograr el objetivo planteado en los capítulos anteriores.

Finalmente se presentan las conclusiones emanadas de este proyecto terminal, enfocadas al tema que fue la rehabilitación de las instalaciones superficiales de los gasoductos mencionados.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 *La industria petrolera mundial y el transporte por ductos*

¿ DE DÓNDE VIENE LA ENERGÍA ?

A pesar que el sol suministra el 99.8% de la energía que entra a la superficie de la tierra, en el mundo se usa energía equivalente a 8,000 millones de toneladas de crudo. Ésto representa alrededor del 0.0005% de la energía que entra del sol, pero equivale a un consumo de un millón de toneladas de crudo por hora.

Uso de combustibles primarios en el mundo		Tiempo de suministro combustibles primarios en el mundo	
Nuclear	5%	Gas	60 años
Hidráulicos	7%	Carbón	200 años
Gas	20%	Crudo	40 años
Carbón	30%		
Crudo	38%		

Tabla 1.1 Industria petrolera mundial y el transporte por ductos

EL PETRÓLEO

También llamado crudo, es una mezcla compleja de hidrocarburos que ocurre en la tierra, en estado líquido, gas o en formas sólidas. La expresión es usualmente restringida a la forma líquida, comúnmente llamado crudo, pero como es un término técnico que también incluye al gas natural y a las formas sólidas o viscosas.

Fue conocido por la gente antigua por la filtración que ocurría en la superficie de la tierra. Las excavaciones en Irán, Irak, y de otras partes mostraban asfalto, el cual fue utilizado para calafatear o acollar los barcos, para construir carreteras, y demás propósitos.

Los europeos de la edad de la exploración encontraron filtraciones similares del líquido negro en América y en lo que hoy en día es Indonesia. El primer uso moderno importante del crudo fue para utilizarlo como combustible para la iluminación de las lámparas de aceite.

LA INDUSTRIA PETROLERA EN ESTADOS UNIDOS

En 1859 dos pozos con un valor de \$40,000 produjeron 2,000 barriles de crudo. Ahora, sólo en Estados Unidos se producen billones de barriles de crudo valuados en billones de dólares.

Los primeros pozos comercializados con éxito se localizaron en Pennsylvania. El primer pozo se perforo a 59.5 pies, mientras que hoy en día se perforan a más de 1,000

LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL MAR DEL NORTE

1959 – Es descubierto Groningen

1964 – West Sole (BP)

1971 – Primer crudo producido (Ekofisk)

1975 – Primer crudo costafuera del Reino Unido (Argyll, Forties, Auk)

LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento -en 1952- de los primeros campos de la nueva Faja de Oro.

Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la nueva refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco, y el campo Arenque, en el Golfo de México y, en 1966, se creó el Instituto Mexicano del Petróleo.

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales.

En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación la refinerías de "Miguel Hidalgo", en Tula, Hgo.; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax.

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política del Presidente José López Portillo de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo que el petróleo se convirtió en la principal fuente de divisas del país, ya que llegó a representar el 75 por ciento de sus exportaciones. El aumento productivo de esta época estuvo ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.

En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de la gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diesel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, responsabilidad, autonomía de gestión, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel a nivel nacional.

El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se iniciaron el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor Lara Sosa", en el Estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción adicional de gas natural de 450 mil a mil 500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

Durante el año 2000, se establecieron las bases para el diseño del Plan Estratégico 2001-2010, en el cual se proponen las estrategias operativas para maximizar el valor económico de las actividades operativas de PEMEX, la modernización de su administración para generar ahorros, así como los cambios necesarios en la relación con el Gobierno Federal, tales como un nuevo tratamiento fiscal, una nueva regulación basada en el desempeño y un control administrativo moderno de acuerdo a resultados.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

Para cumplir estas metas, se lleva a cabo una reestructuración del Corporativo, con el propósito de mantener el liderazgo en la operación integral de la empresa, dar seguimiento a la nueva planeación e identificar los cambios encaminados a alcanzar mayores rendimientos y una mejor operación de las instalaciones con costos y calidad de nivel mundial.

CAMPOS PETROLEROS

A nivel mundial se cumplen dos aspectos en lo que se refiere a la producción petrolera:

Primero, la mayor parte del petróleo se encuentra en unos cuantos campos los cuales son considerablemente grandes y el resto ó la mayoría, son pequeños.

Segundo, mientras que la exploración progresa el tamaño promedio de los campos descubiertos disminuye.

En una región dada, normalmente se descubren primero los grandes campos. A principios de los años 1860's Desde que comenzó la exploración, se han descubierto unos 50,000 campos. Mas del 90% de estos campos son insignificantes para el impacto de la producción mundial de crudo.

Las dos clases de campos más grandes son los supergigantes, campos donde se extraen más de 5'000,000,000 barriles y los gigantes de clase mundial con una producción de 500'000,000 a 5'000,000,000 barriles.

CRUDO

Es una mezcla líquida de hidrocarburos (hidrógeno y carbón con algo de nitrógeno, sulfuro, y oxígeno) que se dá en la corteza terrestre y es extraído para usarse como combustible y en varios productos derivados del petróleo. Está clasificado por su gravedad.

Dado que es una mezcla de aceite crudo de constituyentes bastante variados incluso en su proporción, las propiedades físicas del crudo también varían ampliamente. Por ejemplo, la gravedad específica tal y como la mide el API puede variar de un rango de 10 a más de 60 y en lo que se refiere al color, desde incoloro hasta negro.

Por ejemplo: las rocas más profundas y antiguas tienen grados API altos, es decir, el aceite es más ligero. Mientras más joven, las rocas someras tienen menores grados API.

GAS

Los primeros descubrimientos de filtraciones de gas natural se ubicaron en Irán entre el año 6,000 y 2,000 AC

Muchos escritores antiguos describieron las filtraciones de petróleo natural en el Medio Oriente, especialmente en la región de Bakú ahora Azerbaiján.

El uso del gas natural se mencionó en China alrededor del año 900 AC. Fue en China en el año 211 AC que se perforó el primer pozo de gas natural con una profundidad de 150 metros. Los chinos perforaron sus pozos con palos de bambú. El gas se quemaba para secar la roca salina que se encontraba embebida en la piedra caliza.

HIDROCARBUROS

Metano	70 – 98 %
Etano	1 – 10 %
Propano	5%
Butano	2%
Pentano	1%
Hexano	0.5%

Tabla 1.2 Composición del gas natural

¿DÓNDE ESTÁ LA ENERGÍA Y CÓMO SE USA?

CRUDO

Más del 60% de las reservas probadas de crudo recuperable se extrae se localizan en el Medio Oriente. Aproximadamente el 20% de estas reservas están en Arabia Saudita.

Los principales productores de crudo son la extinta Rusia en primer lugar, le sigue Estados Unidos y después Arabia Saudita.

GAS

EL 80% de las reservas probadas recaen en 10 países.

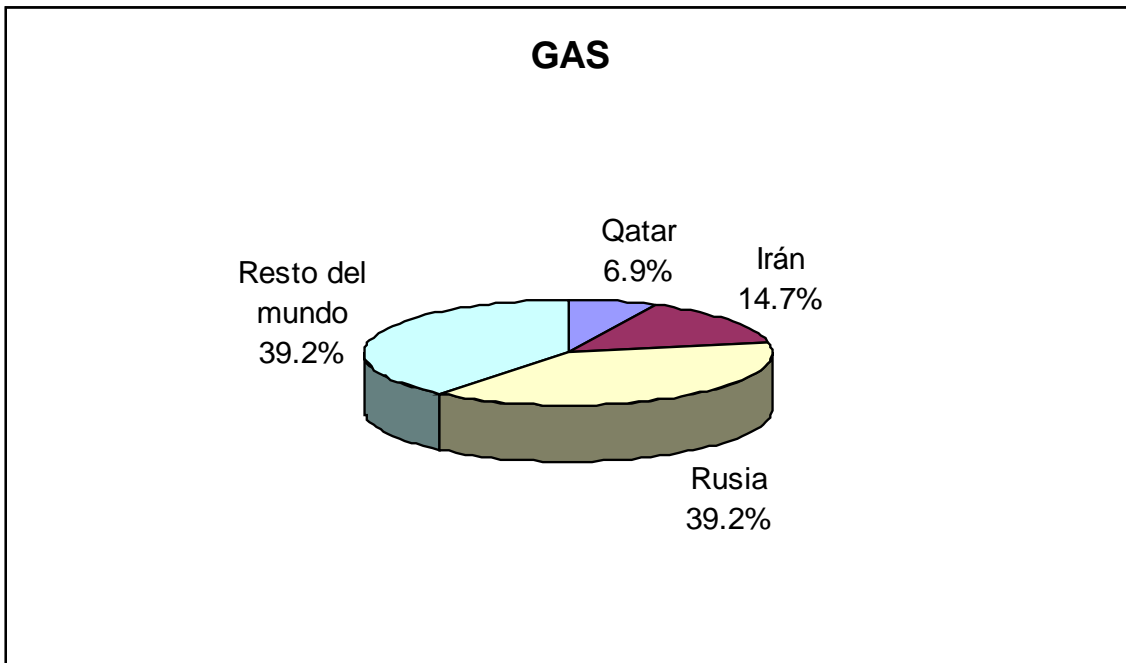
El 40% de las reservas del mundo están en la extinta Unión Soviética (conocida después como la Comunidad de Estados Independientes).

El 30% de las reservas del mundo se localizan en el Medio Oriente.

Los mayores consumidores de gas (34% del total) es la Comunidad de Estados Independientes.

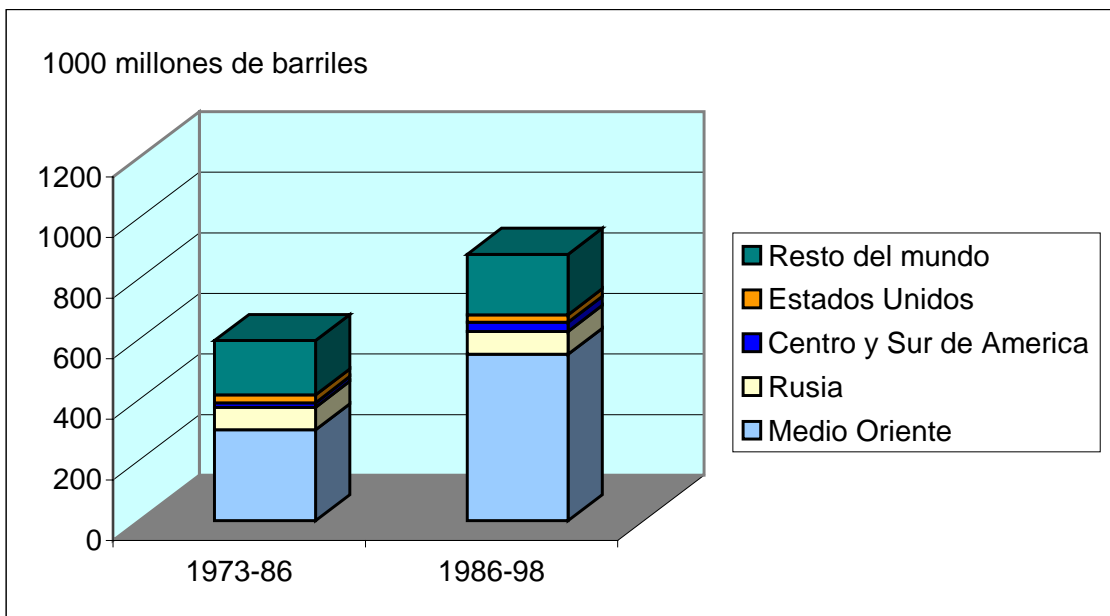
Estados Unidos y Europa Occidental consumen en conjunto la mayoría, pero sólo poseen el 11% de las reservas probadas.

Japón no tiene ni crudo ni gas.



Gráfica 1.1 Principales productores de gas en el mundo

Los lugares correspondientes al suministro y a la demanda difieren, por este motivo necesitamos ductos para el transporte mientras que la economía y la política jugarán papeles importantes



Gráfica 1.2 La energía y el aumento en la producción de hidrocarburos

EL FUTURO DE LA ENERGÍA AL 2020

Actualmente, un millón de toneladas de crudo y 250 millones de metros cúbicos de gas se consumen cada hora.

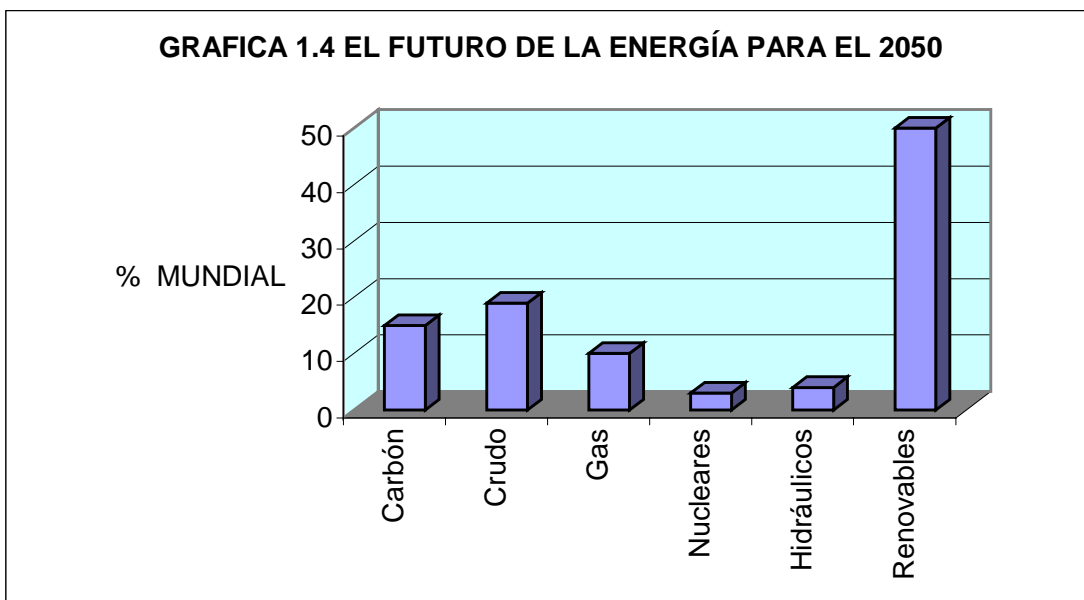
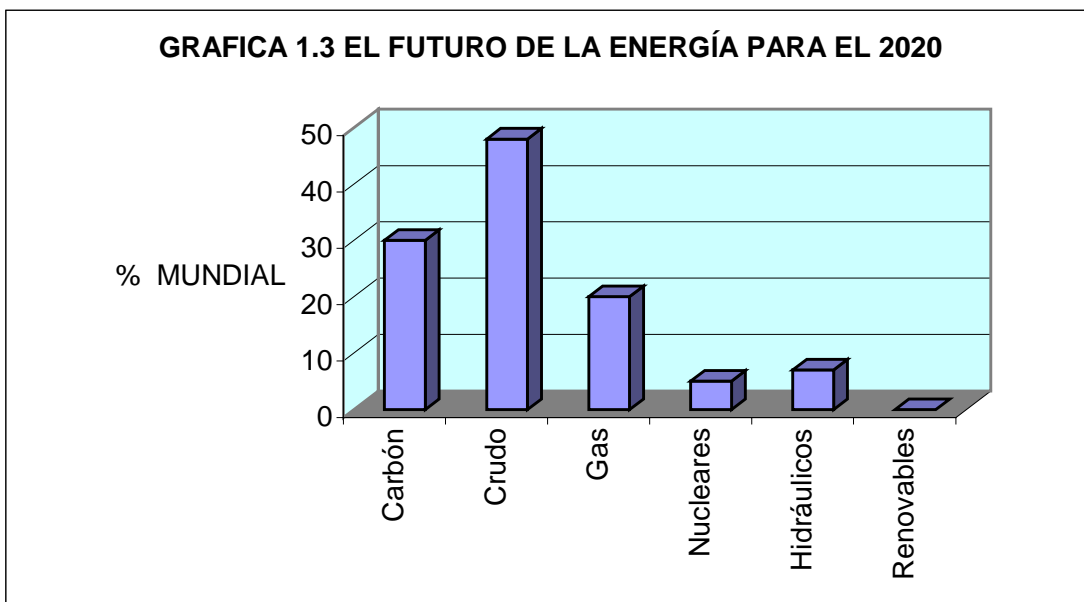
La energía en el mundo se incrementará un 60% para el 2020

El gas crecerá más (al doble)

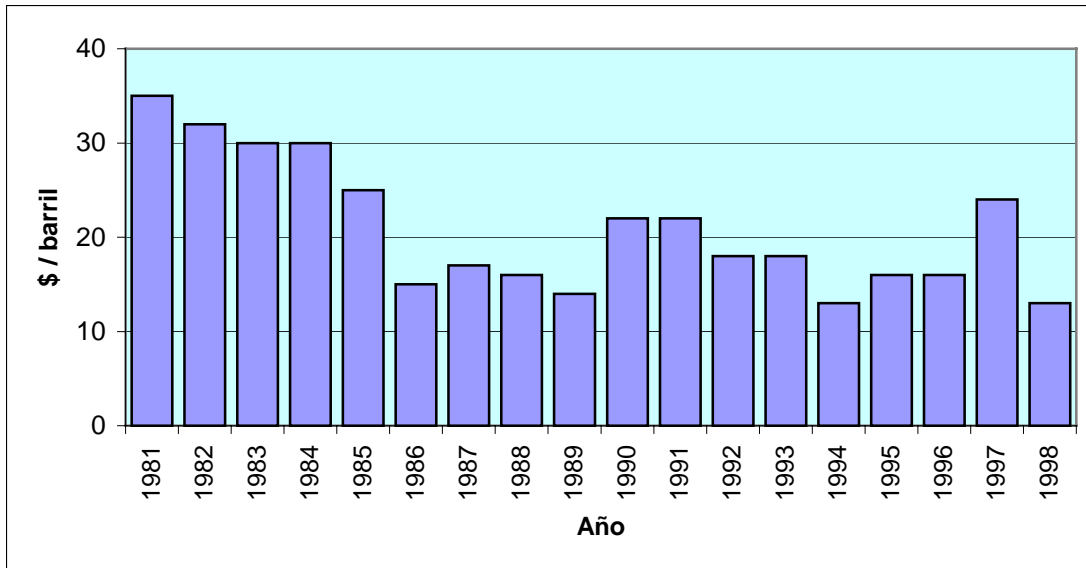
El crudo continuara siendo importante. En el 2020, el 64% del crudo de Estados Unidos será importado

En Europa, el consumo de gas se incrementará rápidamente, para el 2020 el 70% será importado

En conclusión, la industria petrolera prosperará en el 2020 con políticas de incremento.



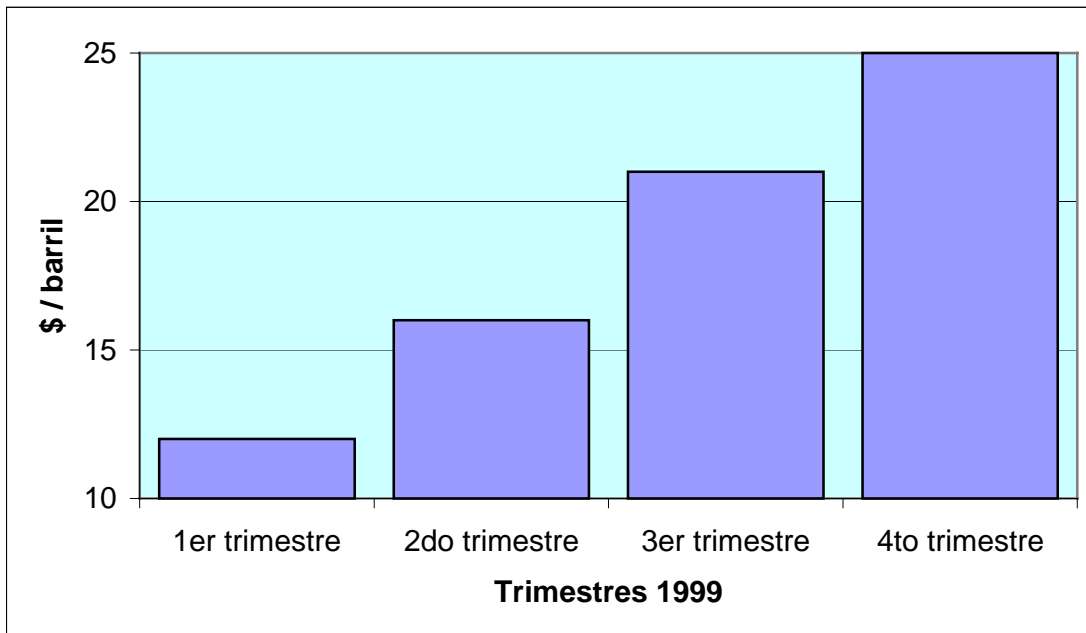
GRÁFICA 1.5 EL PRECIO DEL CRUDO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS



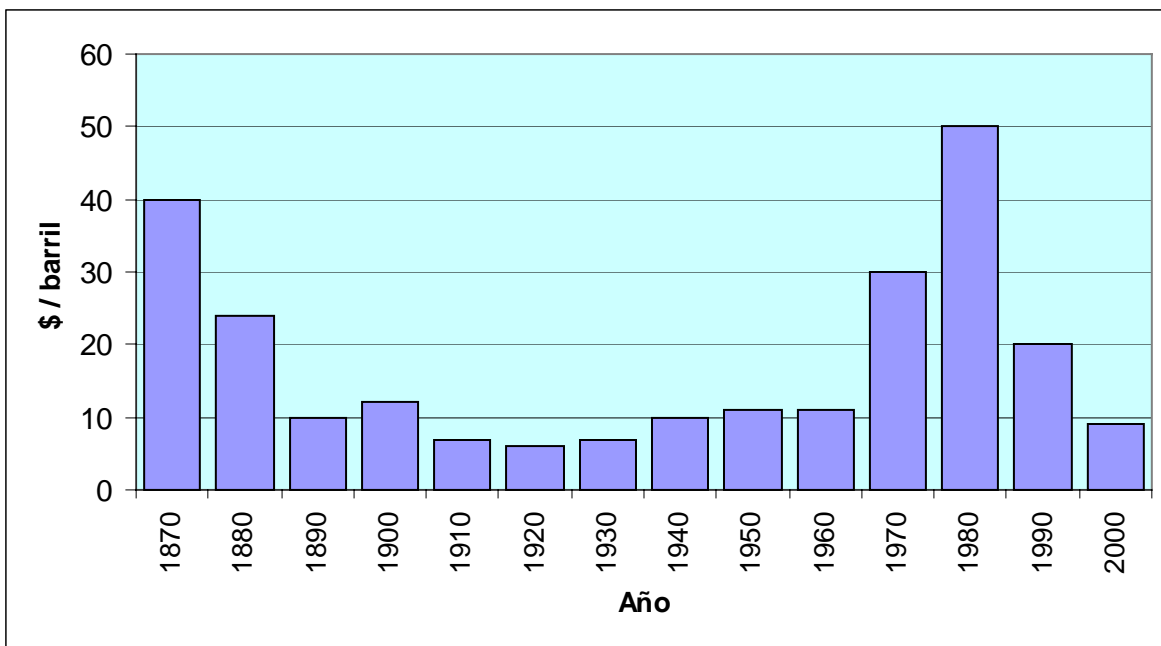
1 barril = 42 galones

Equivalente (energía) a 156 m³ de gas, o 1700 kw-h

GRÁFICA 1.6 EL PRECIO DEL CRUDO EN 1999 – ¡UNA MONTAÑA RUSA!



GRÁFICA 1.7 LA HISTORIA PRECIO DEL CRUDO



Medio Oriente	\$4/barril
Fácil exploración y producción, buen tamaño de pozos	
En aguas profundas (a profundidades de 100 m)	\$8/barril
Existen reservas a profundidades mayores de 300 m	
Mar del Norte	\$12/barril

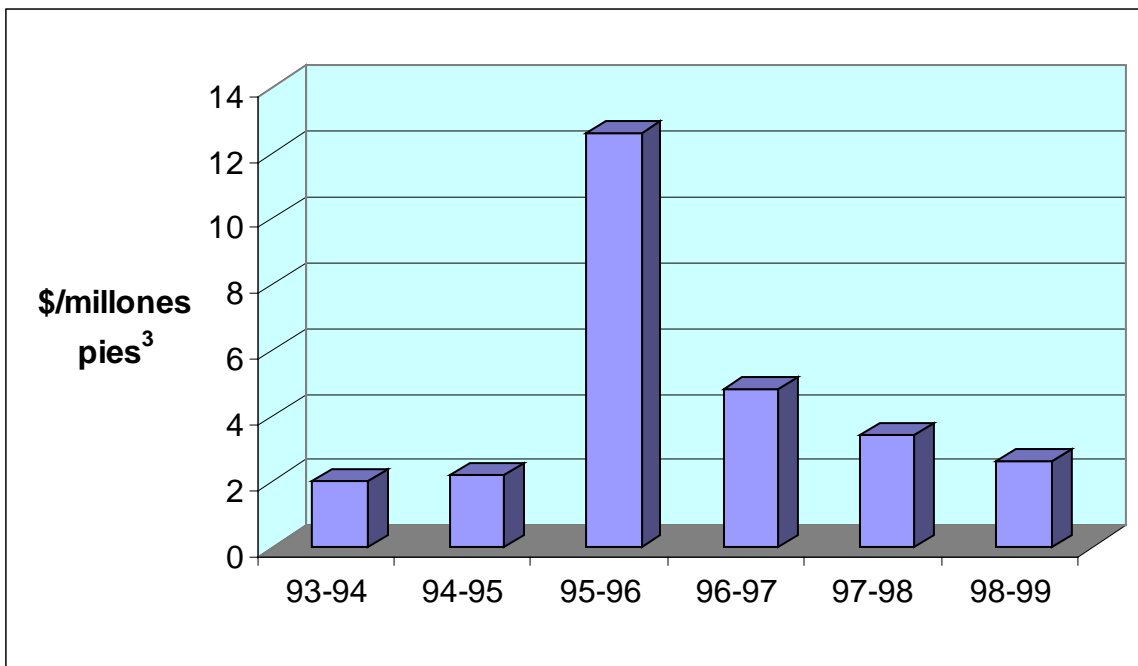
Tabla 1.3 El precio de explotación y el desarrollo

En aguas someras los campos son más reducidos. Mayores costos de exploración y producción

Aguas profundas:

Año	Profundidad
1950	5 m
1970	100 m
1990	686 m
1994	1000 m
2004	2300 m

GRÁFICA 1.8 LA INESTABILIDAD DEL PRECIO DEL GAS EN ESTADOS UNIDOS



OTRAS POSIBLES FUENTES DE ENERGÍA

El 75% de la superficie de la tierra esta cubierta por mar.

Este ambiente proporciona el 25% del crudo y gas que se produce y aproximadamente también el 25% de las reservas conocidas.

Si al menos el 0.1% de la energía renovable disponible de los océanos fuera convertida en electricidad, esto suministraría al mundo 5 veces más la energía que necesitamos.

Para el año 2050 el suministro de energía se realizara principalmente a través de los renovables

En la siguiente figura mostramos la posición de los ductos dentro de la "cadena alimenticia" de la industria petrolera:

Diagrama 1.1 Posición de los ductos dentro de la cadena alimenticia

DUCTOS DE GAS

Prácticamente todo el transporte terrestre se hace por ducto debido a que para transportarlo por otros medios tales como camiones, ferrocarril ó chalanés, resulta peligroso y caro.

Mientras que las líneas de recolección y transporte están construídas de acero, la mayoría de las líneas de distribución, es decir, aquellas líneas pequeñas que conectan de las líneas principales ó de transporte hacia los usuarios, construídas de tubería flexible en Estados Unidos a partir de los 80's , las cuales son fáciles de tender y no se corroen.

En Estados Unidos opera la más larga y sofisticada red de ductos de gas natural. La mayoría de los países utilizan gas natural y cuentan con ductos de gas natural.

Los ductos se han construído para transportar muchos otros fluidos. La mezcla de aceite y gas natural proveniente de un pozo necesita transportarse en dos fases por medio de ductos hacia instalaciones de proceso antes de que se separe el aceite del gas.

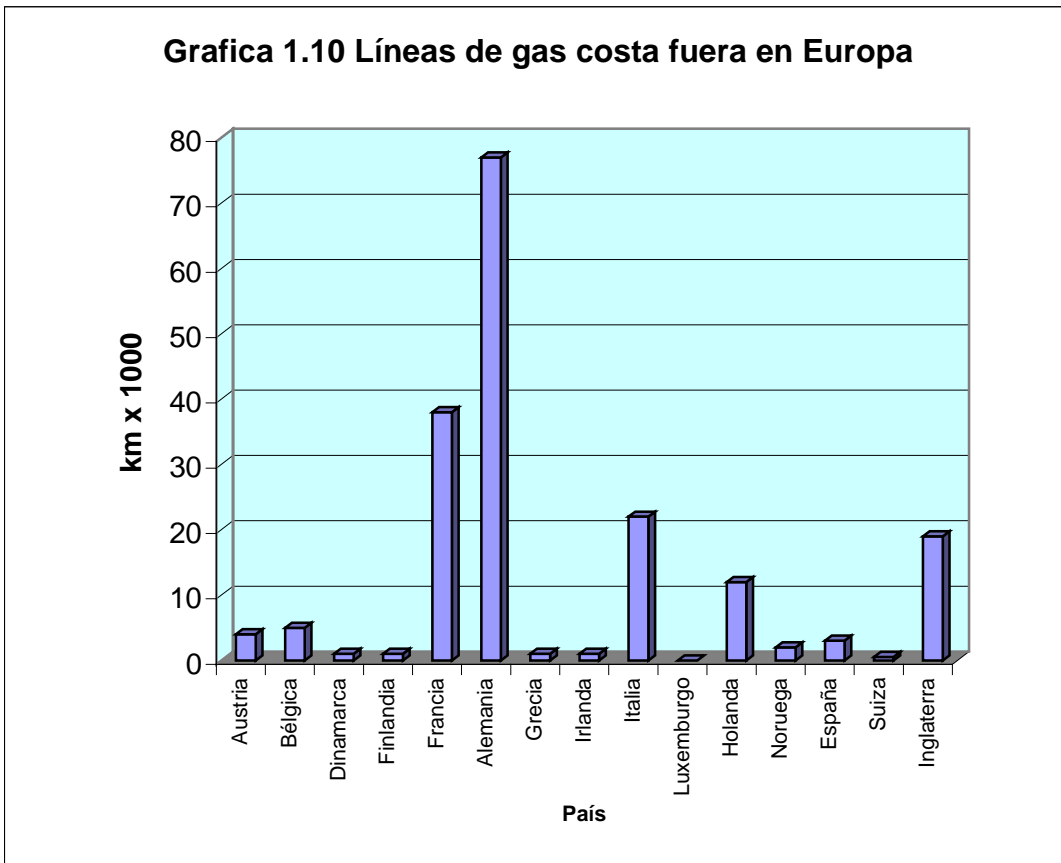
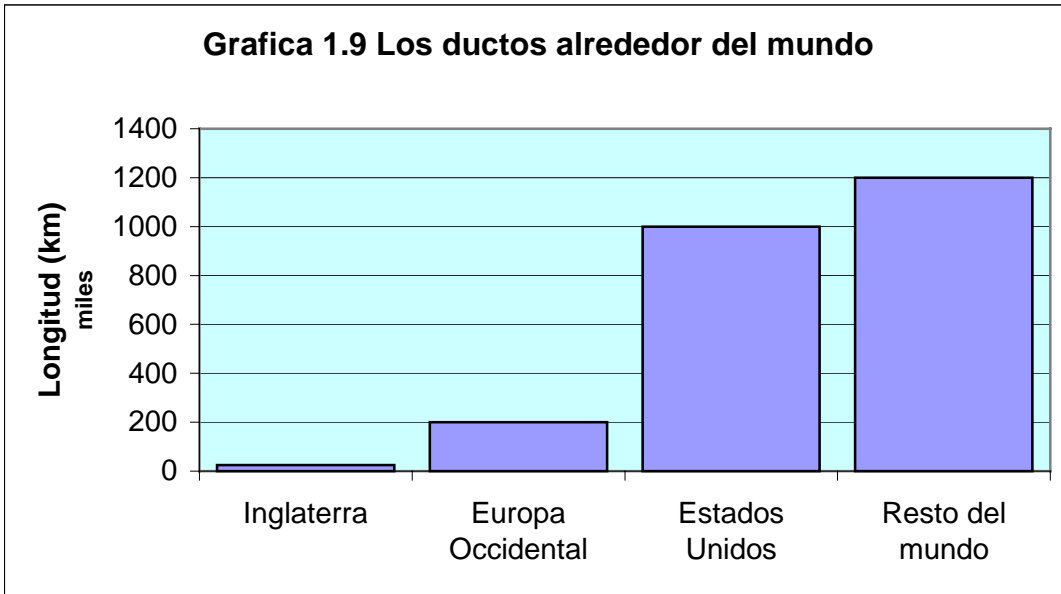
POR QUÉ TRANSPORTAR POR DUCTOS

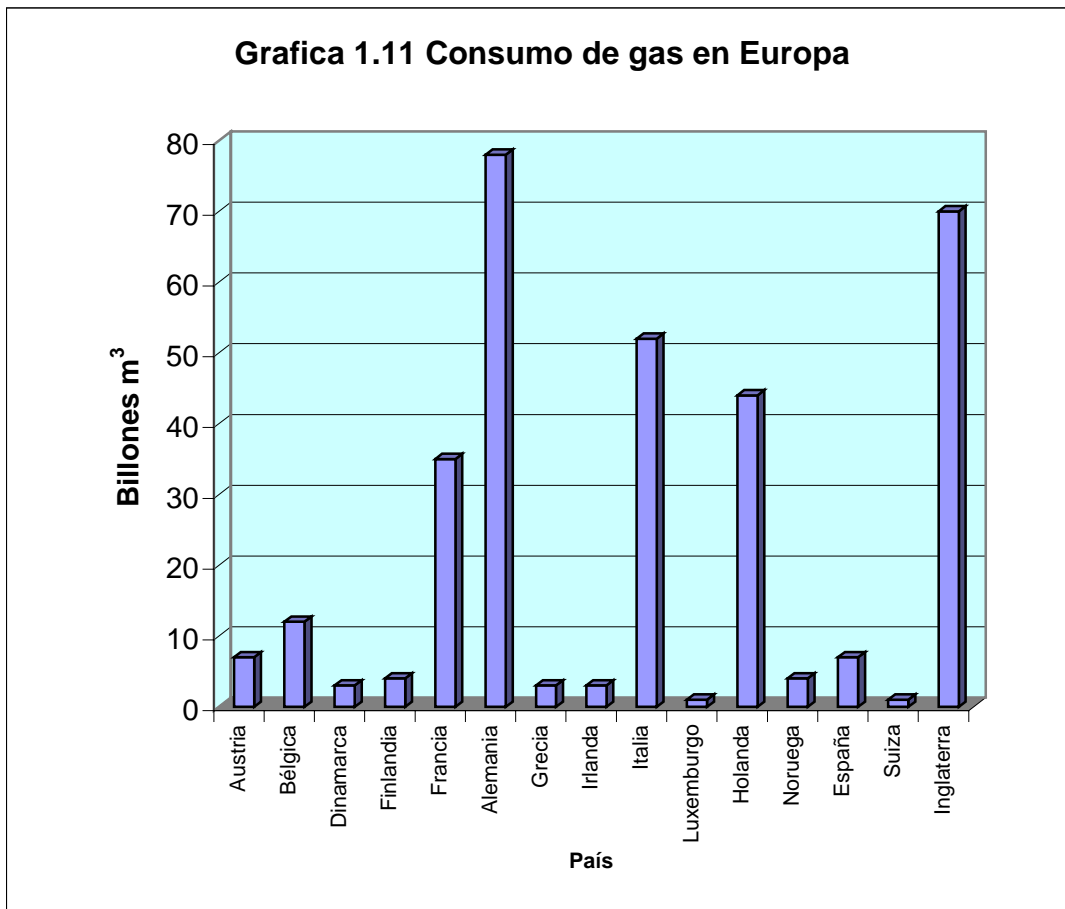
Los ductos se han escogido para transportar líquidos y gas sobre camiones y trenes por muchas razones:

- a. Son menos nocivos al ambiente
- b. Son menos susceptibles al robo
- c. Son más económicos, seguros, adecuados, confiables que otras formas de transporte

Los ductos son económicamente efectivos, a continuación listamos las distancias que cubrirían los diferentes sistemas de transporte suponiendo que \$1 transportara 1 Ton de productos petroquímicos

Por aire	5 millas
Por camión	19 millas
Por vía férrea	45 millas
Por barco	200 millas
Por ducto	238 millas





LOS DUCTOS ENVEJECEN

En 1942 habían aproximadamente 96,000 Km de ductos en Estados Unidos. Después de la Segunda Guerra Mundial con el incremento de la demanda de energía, se construyeron ductos de gran diámetro y de gran longitud siendo necesario la ejecución de nuevos proyectos para enfrentar las más severas condiciones de operación.

- a. Más del 50% del millón de kilómetros del sistema de ductos de aceite y gas pasan los 40 años operando
- b. 50 años de instalaciones de aceite y gas en el mundo
- c. En muchos casos la infraestructura de los campos de aceite y gas están al final de su vida útil pero todavía cuentan con 25 y hasta 50 años por producir
- d. Un buen ejemplo es la infraestructura de ductos de Rusia, en donde la quinta parte de su sistema de gas está cerca de su vida útil. Dentro de quince años, la mitad estará al final de su vida útil
- e. Cada año en Estados Unidos muchos de sus miles de kilómetros de ductos serán reemplazados, reparados ó rehabilitados

- f. Algunos de los operadores de ductos reemplazarán sus ductos hasta por tercera vez
- g. En la Región Marina de PEMEX , también el 40% de sus ductos estarán llegando a cumplir una vida útil de diseño de 20 años por lo que deberán ser inspeccionados-en-línea o reemplazados.

OPERACIÓN DE DUCTOS EN LOS PAÍSES DEL PRIMER MUNDO

Los ductos modernos de gran longitud fundamentalmente operan en forma automática por computadora ubicadas en las oficinas centrales de las compañías.

La computadora monitorea la presión, las variaciones en el flujo y otros parámetros en diferentes puntos a lo largo de la tubería, realiza varios cálculos en tiempo real y envía comandos hacia el campo para controlar la operación de válvulas y bombas.

La operación manual se necesita para modificar la operación automática, como cuando se envían cantidades de combustible hacia tanques de almacenamiento temporal ó cuando el sistema debe parar ó reestablecerse.

COSTOS POR LA OPERACIÓN DE DUCTOS

Para un ducto de servicio múltiple en los países del Oeste:

Tarifas por D.D.V. (grandes corredores en tierra)	32%
Electricidad (bombas eléctricas)	30%
Mano de obra, Instalaciones, Abogados y Gestoría	30%
Mantenimiento y Comunicación	8%

La intención de este capítulo es introducir al lector en el contexto de la Energía, su origen, sus usos y principalmente, la necesidad de transportarla de su localización a sitios distantes. Para nuestro caso nos referimos específicamente al transporte de hidrocarburos por ducto, que como se mencionó anteriormente, es el medio mas seguro, mas eficiente y mas barato para movilizar hidrocarburos ininterrumpidamente.

La producción de petróleo crudo y gas natural en la Sonda de Campeche se rige por un modelo de extracción asociado (crudo-gas), en el que las tasas de producción de crudo se fijan de acuerdo a los compromisos de ventas a futuro, en donde cualquier interrupción del servicio de transporte de gas natural significará su quema y desperdicio inmediato ya que la producción de crudo no se puede parar y no se cuenta con vías alternas para manejar la producción de gas asociada.

Entonces, cualquier evento relacionado con el paro de los gasoductos del corredor Atasta-Cd. PEMEX, adquiere carácter de primer orden, ya que significa quema de gas y disminución de la Producción y entrega de gas amargo a plantas de proceso, mismas que al resentir la baja en la recepción de gas, lo manifestarán en la misma proporción con el envío o retorno de gas dulce residual a plataformas, el cual es soporte de la Producción artificial de 1.5 millones de barriles por día en el Campo Cantarell.

Por lo antes expuesto, resulta comprensible la negativa de conceder una libranza prolongada para la rehabilitación de los gasoductos, situación que se volvió mas critica ante la reciente regulación del uso del suelo en las áreas protegidas en que se ubica el corredor Atasta-Cd. Pemex.

Ya dentro de este contexto, el reto será abatir los tiempos de ejecución de los eventos principales que comprenden la rehabilitación con libranza: paro, desfogue, purgado, aislamiento, cortes fríos, desmantelamientos, ensambles, soldaduras, montajes, prueba hidrostática, limpieza interna, empaque y puesta en operación.

Relación de actividades, que en su conjunto comprenderían un promedio de 3 meses de paro para cada ducto a intervenir.

1.2 Modelo de libranza convencional

Antes de la década de los 90's era una práctica común la rehabilitación de ductos de transporte terrestres siguiendo una secuencia en serie, en la que una actividad clave siempre iba precedida de otra, es decir, nunca se ejecutaban al mismo tiempo, Un paso a la vez, Terminar totalmente una instalación y pasar a la siguiente, un sólo equipo de trabajo implicando proyectos de mediano a largo plazo.

Lo anterior, con el objeto de garantizar la seguridad en los trabajos de alto riesgo, evitando desviaciones ó desatenciones por atender otro trabajo prioritario.

Un proceso típico de libranza convencional en ductos de transporte se muestra a continuación:

1. Levantamiento de necesidades y desarrollo de ingeniería.
2. Procura de todos los materiales
3. Movilización de materiales y equipo al sitio de trabajo
4. Montaje de instalaciones provisionales, bodegas, patios, oficinas, dormitorios, sanitarios etc.
5. Libranza del ducto
6. Movilización de personal especializado
7. Cortes y desmantelamiento de segmentos y arreglos (ó spools) dañados
8. Manejo y erección de segmentos nuevos
9. Alineamiento, ensamble y soldadura de segmentos nuevos a la tubería existente.
10. Radiografiado de juntas soldadas
11. Montaje y comisionamiento de válvulas nuevas.
12. Desmantelamiento de instalaciones provisionales y movilización al siguiente punto, repetir la operación y pasar al siguiente hasta completar los siete del proyecto.
13. Llenado de agua
14. Prueba hidrostática
15. Instalación de filtros para vaciado del agua
16. Vaciado del agua al mar
17. Limpieza interna del ducto
18. Empaque del ducto a baja presión para confirmar hermeticidad
19. Empaque del ducto con gas a la máxima presión de operación
20. Puesta en operación del ducto

Una vez terminada la libranza del primer gasoducto intervenido Gasoducto L-1 (B. N.) y rehabilitadas todas sus instalaciones, se verificará su puesta en operación normal, se procederá con la aplicación del mismo proceso o secuencia de actividades para el Gasoducto L-2 (Gas Amargo).

El tiempo necesario para ejecutar este proyecto en la modalidad de rehabilitación convencional arroja un periodo de ejecución aproximadamente de 6 meses de libranza. Este periodo de ejecución ha sido uno de los principales obstáculos para lograr la autorización de realizar los trabajos de rehabilitación de seguridad en las instalaciones superficiales del corredor, ya que este periodo significa pérdidas con un monto totalmente inaceptable para los negocios de PEP, sin embargo el tiempo siguió transcurriendo y la falta de seguridad continua latente en el sistema de ductos, afectando la confiabilidad en el transporte y manteniendo siempre en niveles altos el grado de riesgo del corredor.

CALCULO SENCILLO DEL COSTO DE LA LIBRANZA CONVENCIONAL

Costos de quemar 300 MMPCD y no producir 100 MBD durante la libranza de 6 meses:

300 x 180 = 54 000 MMPCD x 1850 USD	=	\$ 99'900,000.00
100, 000 x 180 = 18'000, 000 x 15 USD	=	\$ 270'000,000.00
		SUBTOTAL \$ 369'900,000.00
Costo de la rehabilitación	=	\$ 10'100,000.00
		TOTAL \$380'000,000.00

(MMPCD) Millones de piés cúbicos por día

(MBD) Miles de barriles por día

Entonces, el costo para la empresa por esta modalidad convencional de libranza seria el equivalente de \$ **380 millones de dólares**.

Definitivamente, se requiere proponer otra modalidad para poder subsanar este obstáculo, por lo que después de una serie de reuniones de trabajo con el área operativa la solución fue implementar la propuesta del grupo de trabajo de Ductos, consistente en ejecutar una libranza con operaciones simultaneas en los siete frentes de trabajo al mismo tiempo.

En base a lo antes descrito, esta Tesis se basa en la implementación de una rehabilitación con libranza planeada con modelo para ejecutar actividades simultaneas en todos los frentes de trabajo, apoyada en la utilización de equipos de alta tecnología para abatir tiempos de ejecución, capacitación de personal para contar con lo necesario para cubrir los siete frentes en turnos de 12 hrs. Continuas, planeación estratégica y diseño de ruta critica para identificar componentes clave para el éxito de la propuesta.