



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



6
2ej.

**ANTECEDENTES HISTORICOS
Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL
EN MEXICO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
JUAN CARLOS BARRANCO AMADOR

DIRECTOR DE TESIS:
M. EN I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**
MEXICO, D. F.

1997.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-013

SR. JUAN CARLOS BARRANCO AMADOR
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. José Angel Gómez Cabrera, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

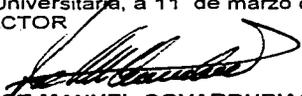
ANTECEDENTES HISTORICOS, Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MEXICO

- I INTRODUCCION
- II ENERGETICOS
- III EL GAS NATURAL
- III HISTORIA DEL GAS NATURAL EN MEXICO
- IV MANEJO DEL GAS NATURAL
- V ALMACENAMIENTO, DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION
- VI POLITICAS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MEXICO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 11 de marzo de 1997
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

TITULO:

ANTECEDENTES HISTORICOS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MEXICO

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

JURADO:

PRESIDENTE: M. I. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA

VOCAL: M. I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

SECRETARIO: M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA

1ER. SUPLENTE: M. I. MAXIMINO MEZA MEZA

2DO. SUPLENTE: M. I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

A large, stylized handwritten signature in black ink, likely belonging to the President of the Jury, M. I. Teodulo Gutierrez Acosta. The signature is highly cursive and overlaps the text of the jury members.

Ciudad Universitaria, México, D.F., junio de 1997.

Este trabajo de tesis está dedicado a las personas más importantes en mi vida

Mi pequeño angelito, que por ser tan perfecto dios quiso retenerlo a su lado.

Mis padres: Juan; por su gran ejemplo de trabajo y honradez que siempre lo han caracterizado y nunca ha dejado de inculcarme.

Irma; por la gran sabiduría y corazón con que cuenta, y que le permiten brindar todo, sin medida alguna. Gracias por su amor.

Mi esposa: Mayra; compañera total, que con gran paciencia y cariño, me ha entendido y respaldado en el camino de vida que hemos recorrido, gracias por esperar este momento, creyendo en mi. Te amo.

Mis hijos: Brenda y Juan Carlos que significan los más hermosos regalos que dios me ha dado. Por ustedes, todo.

Mis hermanos y cuñados: Rebeca y Luis Alberto, Miguel Ángel e Isabel, María Elena y Edgar, Alma Rosa y Jonatan; por dejarme saber que cuento con su cariño, apoyo y comprensión, motivos que me impulsan y dan respaldo siempre. Los quiero.

Agradezco al M. en I. José Ángel Gómez Cabrera, por haberme permitido realizar este trabajo de tesis bajo su dirección, siempre reconocida y que en gran medida aprecio.

Al Ing. Enrique Garduño Navarro, por sus aportaciones y comentarios que forman parte importante de este trabajo.

A Noemi Peralta y Elizabeth Gomézfarías, por la ayuda brindada en la corrección y diseño de esta tesis.

Juan Carlos Barranco Amador.

**ANTECEDENTES HISTÓRICOS Y
PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN
MÉXICO**

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	I - II
CAPITULO I	
ENERGÉTICOS.....	1 - 14
CAPITULO II	
EL GAS NATURAL.....	15 - 28
Origen de los hidrocarburos	
Características del gas	
Clasificación de yacimientos	
CAPITULO III	
HISTORIA DEL GAS NATURAL	
EN MÉXICO.....	29 - 53
Decretos Constitucionales para gas y petróleo	
El Virreinato	
Primeras Leyes Mexicanas	
El Porfiriato	
La Revolución	
La Constitución	
La Expropiación	
Leyes que rigen a Petróleos Mexicanos	
CAPITULO IV	
MANEJO DEL GAS NATURAL.....	54 - 65
Características de los hidrocarburos	
Transportación del gas	
Pruebas en líneas de conducción	

CAPITULO V

ALMACENAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	66 - 79
-----------------------------------------------------------------	----------------

Tipos de almacenamiento
Distribución del gas natural
Ventas Internas
Exportación e importación

CAPITULO VI

POLÍTICAS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO.....	80 - 97
--------------------------------------------------------------------	----------------

Privatización de la Petroquímica
Participación en la Industria del Gas Natural

CONCLUSIONES.....	98 - 100
RECOMENDACIONES.....	101
REFERENCIAS.....	102 - 104

INTRODUCCIÓN

La Ingeniería Petrolera en México, ha contado con un excelente nivel académico dentro de las aulas de la Universidad Nacional Autónoma de México y del Instituto Politécnico Nacional, en donde la formación de los profesionistas se ha visto enfocada a conocimientos de carácter teórico-práctico bien fundamentados y de alto nivel. Esto ha permitido que muchos profesionales de la ingeniería desarrollen y aporten trabajos muy importantes con reconocimientos internacionales para la Industria Petrolera Mexicana.

Así mismo, dentro del desarrollo que ha tenido Petróleos Mexicanos, en los últimos 21 años (periodo del auge petrolero), se ha podido determinar la necesidad de una participación más amplia por parte de este grupo de ingenieros, en áreas de planeación energética, economía, finanzas, inversiones, y proyectos que sean congruentes con el aprovechamiento óptimo de los yacimientos.

Al analizar los cambios que ha tenido la administración de Pemex y los nuevos proyectos que ésta realiza, se puede observar una tendencia encaminada a la mayor participación de la iniciativa privada en áreas técnicas de servicio.

Esto conlleva al gremio petrolero, a reconocer una nueva interacción con las compañías privadas, en donde el único fin, será la realización óptima de trabajos para Petróleos Mexicanos. Por lo tanto, dentro del plan de estudios de la carrera, la formación en ciencias básicas y ciencias de la ingeniería seguirán siendo las bases fundamentales de los ingenieros, acompañada ahora de especialidades en ingeniería aplicada, en donde podría contemplarse la posibilidad de incluir, especialidades en áreas de economía, finanzas, inversiones, etc.

El personal responsable de los lineamientos energéticos de la paraestatal y los ingenieros petroleros, están comprometidos como equipo en la toma de decisiones. Esta acción ofrece resultados contundentes, con la finalidad de garantizar por tiempos más grandes el abasto de este energético para el país, un volumen de hidrocarburos para exportar que permanezca acorde con las necesidades internas, así como el adecuado aprovechamiento del gas natural, en otros sectores económicos que lo requieren en mayor cantidad.

Entre otros aspectos, es importante revisar también la derrama económica vía impuestos que Pemex aporta al país, con la finalidad de procurar que ésta sea más acorde con la realidad de la empresa, considerando en un primer plano las necesidades que se tienen en proyectos de inversión.

Petróleos Mexicanos, ha significado para el país la columna vertebral del desarrollo industrial y económico por muchos años. En 1996 obtuvo una utilidad consolidada antes del pago de impuestos de 21 mil millones de dólares, lo que permitió que la aportación de ingresos a la federación fuese de casi el 6 por ciento del Producto Interno Bruto; lo que la ratifica como una de las industrias mexicanas más fuertes y estratégicas en México²⁴.

Por todo esto, es indispensable consolidar la formación básica de cada uno de los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera y concientizar a cada ingeniero que labora en esta empresa, sobre la importancia de una formación reforzada con especialidades completa y actual, que les permita ampliar su panorama hacia estos nuevos cambios, que tienden a modificar el concepto tradicional de la Industria Petrolera Nacional.

Finalmente, uno de los objetivos primordiales de esta tesis, es brindar una herramienta de tipo socio-económico a mis compañeros estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, fuera de lo estrictamente técnico, que permita reconocer cuáles han sido los marcos históricos en los que se ha desarrollado la industria de los hidrocarburos en México, a fin de despertar su interés en estas áreas, que es en donde inciden finalmente todos los proyectos petroleros.

CAPITULO I

ENERGÉTICOS

La vida del hombre en sociedades ha contado siempre con una clara necesidad, que es la constante búsqueda y utilización de materiales capaces de proporcionar **energía**, ésta a su vez, ha sido punto clave para determinar la sobrevivencia, avance, y crecimiento del nivel de vida del ser humano. Dicha energía ha sido utilizada -en la mayoría de los casos- para beneficio común de los integrantes de sociedades productoras de energéticos.

Resulta imposible determinar si las sociedades buscaron primero la energía y posteriormente sus aplicaciones. Pero desde los primeros descubrimientos de materiales energéticos, el ser humano incrementó su desarrollo y bienestar de una manera acelerada.

Los avances de la oferta y las aplicaciones de la energía, así como el mejoramiento de los niveles de vida de una sociedad, se encuentran inextricablemente relacionados entre sí. Parece ser que existe un rasgo común entre estos factores, quedando perfectamente marcada una tendencia constante por parte de las sociedades a requerir los diversos tipos de energía para satisfacer la demanda de sus aplicaciones.

Dicha energía también ha llegado a ser un elemento muy importante de **comercialización**, entre grupos productores y grupos carentes de estos recursos básicos.

Esta comercialización a su vez ha creado -hasta nuestros días- un amplio **mercado** a nivel mundial, capaz de desarrollar una carrera interminable entre la búsqueda de nuevos energéticos, la investigación y el desarrollo de modelos que permitan optimizar la energía.

Este gran mercado a su vez, impulsado por el fenómeno de la oferta y la demanda, ha dado forma al desarrollo de políticas y organizaciones internacionales con intentos de entablar o cuando menos regular en la manera de lo posible, relaciones comerciales entre productores y consumidores, las cuales casi nunca han sido justas para todos.

Es por ello que se ha podido observar y estudiar a través del tiempo, las diferentes estrategias y trabajos que el hombre ha desarrollado para ir satisfaciendo cotidianamente la creciente necesidad de energía, motivada por una evolución tecnológica en busca de mejores niveles de vida para su sociedad.

Existe, sin embargo, un campo en donde el hombre también ha utilizado el desarrollo de la energía, se trata del campo bélico, el cual ha obtenido los más grandes desarrollos en comparación con otros campos, en un tiempo relativamente corto, y que además, a la larga, ha permitido el dominio de una sobre otras sociedades; así como también, grandes destrucciones dentro del planeta, siendo esto, parte de otro tipo de estudio.

Dentro de las más antiguas sociedades, el uso de la **leña** como único proveedor de energía, fue cubierto por la labor de determinados grupos de hombres, dedicados a la recolección, almacenamiento e inclusive distribución de esta leña al resto de la comunidad, obteniendo un beneficio para todos, después de tener un mínimo de orden básico dentro del grupo. Esta energía era utilizada sólo para proporcionar calor o bien para cocinar alimentos, ya que no se conocía otro tipo de aplicación. De esta manera la demanda de energía existente, podía ser cubierta ampliamente con este material.

Pero al paso del tiempo, con la evolución y crecimiento de las sociedades, creció también la demanda de energía al irse incorporando a la vida diaria nuevas aplicaciones y requerimientos como la urbanización y la industrialización, que obviamente rebasaba por mucho la utilización de la leña como único combustible. A partir de aquí, estos grupos de hombres buscaron y utilizaron nuevos materiales que pudieran proporcionar vías de solución a los acrecentados volúmenes de energía requeridos por sus sociedades.

Entre los nuevos materiales, aparece el **carbón** como gran proveedor -por mucho tiempo- de esta energía y con más ventajas respecto a la leña, ya que no tan solo servía para cocinar alimentos o proporcionar calor, sino para realizar los primeros procesos de urbanización e industrialización, así como para el mejoramiento de la naciente red de transporte ferroviario, que empezó a ocupar lugares primordiales en las sociedades que querían mejorar sus niveles de vida.

Con el incremento de las actividades mencionadas, se planteó como objetivo importante, la organización de la demanda, y de los grupos o sectores encargados de proveer dicho energético, esto a través de la centralización y organización de la oferta energética, puesto que se requería continuar con los avances tecnológicos de ese tiempo.

El desarrollo del transporte empieza a convertirse en una actividad primordial, dentro del comercio, generando un crecimiento con necesidades muy grandes de consumo energético, pero más ligada ahora a empresas individuales o independientes, con una visión distinta, cuyo objetivo central era obtener jugosas ganancias, más que pensar en el bien común, con lo que quedan superados los esfuerzos comunitarios y coordinados que sí estaban basados en la búsqueda de beneficios comunes. Todo esto, motivado lógicamente por el alto índice de **utilidades** que proporciona comercializar los diferentes energéticos, en este caso el carbón.

Pero la creciente demanda y consumo de carbón provocó que también fuera superado su abastecimiento y utilización por las necesidades del desarrollo, tanto del transporte como de la industria y la urbanización, dando paso entonces al consumo de otro tipo de material que pudiera satisfacer las demandas de energía que ahora no podían ser cubiertas sólo por el carbón.

Se llegó a encontrar entonces un nuevo material con amplias perspectivas, e innumerables aplicaciones, el **petróleo**, un aliado muy complejo pero capaz de cubrir todos estos requerimientos y muchos más.

Por la manera en que se presenta el petróleo dentro del subsuelo, resulta difícil su localización y extracción. Cuando los primeros hallazgos se llevaron a cabo, era muy complejo aprovecharlo y conocer todas sus bondades.

Debido a su amplia utilización, desconocida entonces, el hombre se enfrenta a la problemática de estudiar e investigar la manera de obtener el máximo provecho de este energético tan abundante en la tierra y existente desde antes que el mismo hombre.

Y es a partir del **petróleo**, que el ser humano conoce la existencia del **gas natural**, combustible primario, con mejores cualidades en cuanto a su combustión más limpia, acompañada de una buena rentabilidad. En un mundo en el que actualmente cuenta mucho la calidad ambiental que puedan proporcionar los energéticos, (después de observar y sufrir los efectos de

contaminación que tiene el planeta), el gas natural aventaja a los demás energéticos y se mantiene en una posición futurista envidiable.

El **gas natural** cuenta con muchas oportunidades para incrementar substancialmente su papel como combustible primario en la generación de **energía eléctrica**. En comparación con lo que sucede en el caso del **carbón** y la **energía nuclear**, las instalaciones necesarias para explotar la capacidad generadora del gas natural implican un gasto menor y se ponen en funcionamiento con más rapidez.

Desde el punto de vista del mantenimiento de la calidad ambiental, es por demás señalar que también resulta atractiva la generación de **energía eléctrica** a partir del **gas natural**.

Todos aquellos países que cuentan con gas natural pero no han explotado totalmente sus recursos, podrían recurrir a utilizar este energético, por ejemplo, en la generación básica de energía eléctrica, que les permitiría contar con un mercado estable, imprescindible para pagar la inversión inicial y obtener ganancias.

Hasta el momento, parece apropiado el incremento mundial del uso tanto de la electricidad como del gas natural. Aunque en ocasiones se ha considerado que estas dos formas de energía compiten por los mismos mercados, esta opinión no es del todo exacta¹⁷:

- ◇ La electricidad no constituye una forma primaria de energía, mientras que el gas natural sí.
- ◇ La electricidad es una forma más limpia y flexible de uso final de energía, mientras que el gas natural no lo es tanto.

Por ello, es posible decir, que el gas puede emplearse con mayores ventajas sobre otros combustibles para generar electricidad en forma más eficiente y redituable.

Con el incremento a nivel mundial del consumo de energía primaria, ubicada hasta diciembre de 1995 en 8,135.8 millones de toneladas de petróleo crudo equivalente (MMTPCE), según reportes de B.P Statistical Review of World Energy; la participación del gas natural ha crecido más que el consumo total

de energía en todos sus tipos, colocándose en tercer lugar después del carbón y el crudo con un total de 1,883.6 (MMTPCE). En algunas partes de Europa, por ejemplo, sigue expandiéndose el uso del gas natural en el sector comercial, así como también en el doméstico..

En las economías de los países menos desarrollados, el gas se emplea como sustituto del petróleo (no en el caso de México, que a pesar de ser un país en desarrollo y contar con grandes reservas de gas, éste no se aprovecha dentro de los márgenes internacionales que indican un 99 por ciento. Durante 1996 su producción fue de 4,195 MMPCD de los cuales se enviaron a la atmósfera 450 MMPCD, lo que representa un aprovechamiento del 89.27 por ciento, de acuerdo a la memoria de labores 1996)¹¹, en especial para la producción de electricidad y en algunas aplicaciones industriales. Por lo anterior, sería razonable esperar que aumente todavía más la participación del gas natural dentro del consumo total de energía primaria en gran parte del mundo.

El precio del **petróleo** constituye el punto de partida en la mayoría de las proyecciones sobre energía, además de ser el indicativo primordial para alentar la exploración de yacimientos en diferentes lugares del planeta, estos precios fomentan también la aplicación y desarrollo de nuevas tecnologías que hacen posible esta exploración en términos técnicos y aún económicos de cualquier país.

Se ha pensado que el consumo de petróleo a nivel mundial, ubicado hasta diciembre de 1995, en 67.93 millones de barriles diarios (MMBD), y que representó un 39.6 por ciento del consumo mundial de energía primaria (aceite, gas natural, carbón, energía nuclear y energía hidroeléctrica), crezca a un ritmo mucho más lento, que el crecimiento de consumo del gas natural, el cual, estuvo ubicado hasta diciembre de 1995, en 202,500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), que representó un 23.15 por ciento del consumo mundial de energía primaria²².

Se cree también que el consumo energético que se ha registrado tanto en la generación de energía eléctrica como en el sector industrial, será reemplazada no sólo por otros combustibles, sino por tecnologías diseñadas para consumir menos petróleo.

Cuando los precios del **petróleo** son bajos (el precio del petróleo es controlado principalmente por los países consumidores y no por los países productores), el gas enfrenta su principal inconveniente, la falta de flexibilidad en su transporte. Éste no le permite capturar nuevos mercados, pero le facilita la retención de compradores ya existentes. Además, si se comparan los recursos del petróleo, con aquellos del gas natural, resulta relativamente más extensa en proporción con su tasa de consumo.

Por otra parte, los mercados del **gas natural** son extremadamente regionales, debido a que el transporte de este recurso se realiza a través de gasoductos y es por ello, que el gas natural carece de la facilidad que pueden tener el petróleo o el carbón para entrar o salir de determinados mercados. Por lo tanto, el gas está obligado a depender, más que otras fuentes energéticas, de la localización de sus yacimientos y de la proximidad de sus mercados regionales.

El crecimiento del consumo de gas, por parte de las centrales eléctricas para servicio de unidades industriales cogeneradoras de energía que proporcionan electricidad de carga básica a consumidores industriales, se ve contrarrestada por las reducciones del uso del gas en el sector residencial. Esta reducción se debe no a la disminución del número de consumidores, sino al constante mejoramiento de la eficiencia energética en los equipos de aire acondicionado y de los materiales aislantes empleados en la construcción. Sin embargo, se espera que en el sector comercial aumente ligeramente el consumo de gas para equipos de enfriamiento y en pequeños sistemas de cogeneración de energía eléctrica.

Es muy probable que la tendencia de la demanda de gas, por parte de los países menos desarrollados, que actualmente se concentra en los sectores residencial y comercial solamente, se dirija en un futuro hacia el sector de transportes y que la generación de electricidad constituya un factor muy importante del comercio energético mundial.

Esta nueva orientación de la energía refleja la urbanización creciente que se está llevando a cabo en todos los países en desarrollo, aún en el caso de que prevalezcan los precios bajos del petróleo, debido a la alta prioridad que se concede a la conservación del capital.

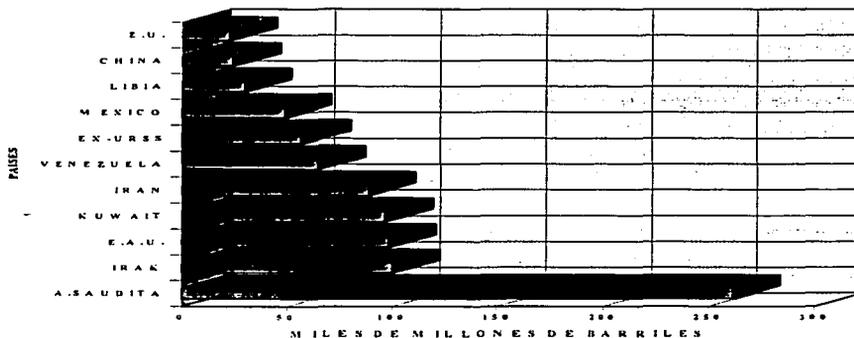
El empleo de **gas natural**, en naciones donde existe este recurso, es una opción por demás atractiva, ya que puede evitarse el uso de grandes inversiones de capital para instalar gasoductos, instalando a la nueva industria cerca de los yacimientos locales.

Así mismo, si no puede disponerse de sistemas de transporte, ya sea porque no existen o debido a que su costo es prohibitivo, puede emplearse el gas para la generación de energía eléctrica, cuya transmisión resulta, en este caso, más viable.

Diseminadas por todo el mundo, hay suficientes reservas de gas natural para garantizar la demanda de este recurso aún por períodos largos. Por ejemplo, en América del Norte y Europa existen condiciones necesarias para mantener el alto índice que prevalece actualmente de autosuficiencia en cuanto a oferta de gas natural.

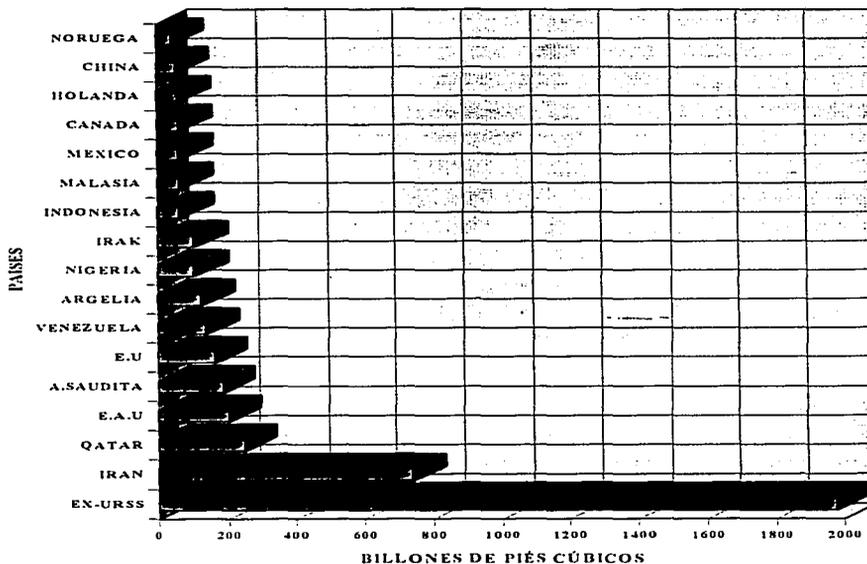
Las reservas mundiales de hidrocarburos dadas a conocer hasta 1995, constan de 1,007.5 Miles de Millones de Barriles (MMMB) de petróleo y 4,933.6 Billones de Pies Cúbicos (BPC) de gas natural, mientras que el consumo se estima en 67.93 (MMBD) de petróleo y de 202,500 (MMPCD) de gas.

Gráfico 1.1 RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO 1995



La concentración de las reservas más grandes en dos regiones del mundo, es evidente por el hecho de que tan sólo, dos terceras partes de las reservas mundiales, conocidas de gas natural, se encuentran en la Ex-URSS con 1,977 (BPC) y en Medio Oriente, con 1,597.2 (BPC), lo que complica el transporte de gas a los mercados internacionales²².

Gráfica 1.2 RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL 1995



El mercado del gas natural en Estados Unidos es el más grande del mundo, con un consumo de 60,100 (MMPCD), lo que representa el 29.67 por ciento del consumo total de gas a nivel mundial.

Pero es también un mercado muy incierto, ya que alrededor del 12 por ciento de este consumo está sujeto a la competencia interna con otros tipos de combustibles, como es el carbón que concentra el 23.89 por ciento del consumo de energía primaria en los Estados Unidos, o el caso de la energía nuclear cuyo consumo alcanza el 8.83 por ciento; en el caso del gas natural, éste cubre el 27.03 por ciento y el petróleo cubre el 38.98 por ciento.

Dicha competencia es relativamente a corto plazo y está concentrada básicamente en los mercados de sistemas de calentamiento y calderas industriales. El precio del gas natural en los Estados Unidos, durante el primer semestre de 1997, se ubicó en 2.068 dólares por millar de pies cúbicos, en promedio en el sur de Texas.

Como se comentó anteriormente, el gas natural cuenta con mucho más oportunidades para incrementar substancialmente su papel como combustible primario en la generación de energía eléctrica. En comparación con lo que sucede en el caso del **carbón** y la **energía nuclear**, para esta última, se requiere de una fuerte inversión, no sólo en equipo, sino también en mano de obra profesional la cual debe ser muy capacitada para operar y administrar sus instalaciones.

La aplicación de la **energía nuclear** está íntimamente relacionada con las políticas gubernamentales, las cuales afectan la asignación de capital, tecnología, mano de obra y capacidad administrativa, además de tener que cumplir con todas las reglamentaciones existentes para su uso, por parte de las diferentes organizaciones ecologistas internacionales y locales, factores que si son escasos y difíciles de cumplir, aún en países industrializados, lo son mucho más en regiones menos industrializadas del mundo. Su consumo a nivel mundial es de 596.4 (MMTPCE).

Por otro lado y citando a Thomas Gold, "el pensar en un desarrollo a gran escala del gas natural, tendría como consecuencia, que tal vez la energía nuclear resultaría innecesaria, así como la gasificación del carbón, el aire sería más puro, dado que el metano es nuestro combustible más limpio; se eliminaría la lluvia ácida y el efecto invernadero -un aumento de la concentración en la atmósfera de bióxido de carbono, que está calentando el planeta a niveles peligrosos- se volvería más lento, ya que el metano despidе menos bióxido de carbono durante su combustión, si se le compara con aquellos del petróleo o del carbón".

A diferencia de lo que ocurre con el petróleo o el carbón, el gas natural no dispone de un mercado global, ya que su traslado desde regiones ampliamente dotadas se ve obstaculizado por el tipo de sistema necesario para su transporte. Sin embargo, el gas posee ventajas de las que carecen tanto el petróleo como el carbón, estas son entre otras: la gran abundancia de sus reservas, su mejor combustión o su precio¹⁷.

El precio del gas natural puede competir tanto con el del petróleo como con el del carbón en todos los sectores que lo consumen. En Europa el precio del gas durante 1995 fue de 2.5 dólares por millón de BTU (British Thermal Unit), mientras que en Estados Unidos fue de 1.6 a boca de pozo y 1.5 para importación.

La expansión a nivel mundial del uso de gas natural puede subrayar la necesidad de flexibilizar tanto la oferta como la demanda de energía. Aunque el **gas natural** no cuenta con un mercado global, sí existe un mercado mundial para las tecnologías que fomentan el uso del gas o perfeccionan la producción de este recurso. Siendo este campo, donde residen las mejores oportunidades de las que dispone la industria del gas natural para competir en todo el mundo.

En el caso de México, se espera que con la entrada en vigor el primer día de enero de 1998, de la norma ambiental 085, que obligará a muchas empresas a sustituir el uso de combustóleo por gas natural, se tendrá un incremento sustancial en el consumo de gas natural. Esta nueva norma establece disposiciones más estrictas en materia ambiental para la industria y define zonas críticas en las que habrán de aplicarse mayores restricciones ecológicas, por lo que la conversión a gas natural de varias plantas, de proyectos de ampliación y de nuevos proyectos -tanto privados como de la Comisión Federal de Electricidad- aumentará de manera significativa la demanda de gas natural.

Las plantas generadoras de energía eléctrica que trabajan con un ciclo combinado a base de combustión de gas, producen electricidad a niveles más eficientes que otros combustibles fósiles, y requieren de inversiones de capital considerablemente inferiores, aunado a que sus efectos contaminantes del ambiente son menores, además de satisfacer todas las necesidades de acondicionamiento de temperatura en espacios cerrados.

La generalización del uso del **gas natural**, beneficia en primer lugar al consumidor, debido a las características propias de este energético; también conviene al abastecedor, por el comercio que éste puede propiciar y beneficia incluso a los terceros, es decir a quienes proporcionan las tecnologías relacionadas con el uso final de este recurso y la exploración de sus yacimientos.

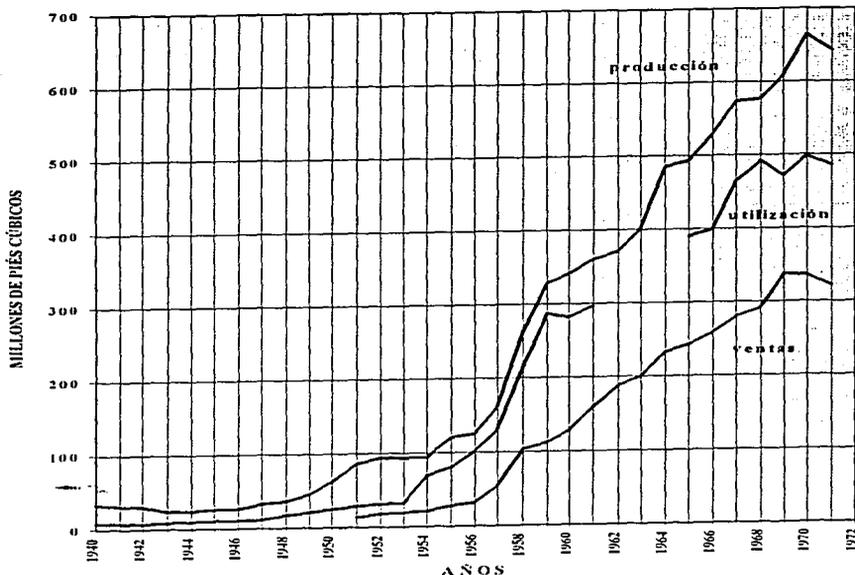
El desarrollo del mercado del gas adquiere una relevante importancia en los **años sesentas**, gracias a significativos e importantes descubrimientos de reservas en diferentes partes del mundo.

Su mayor disponibilidad, así como la reducción en términos relativos de los costos para su producción, aprovechamiento y transporte, y el desarrollo de las tecnologías ligadas a dichas actividades, dieron un fuerte estímulo a la naciente industria del gas en varios países, incluyendo México, en donde la construcción de gasoductos permitió aprovechar este energético, el cual había tenido un uso muy restringido hasta entonces, y en muchas plantas industriales se sustituyó el combustóleo por gas, lo que permitió, mediante el uso de plantas catalíticas, aumentar la producción de gasolinas derivadas del petróleo.

La producción y el consumo de gas en México, aumentaron en forma muy rápida durante este periodo, llegando en 1971 a 1,763 (MMPCD).

“La participación relativa del gas natural, como fuente de energía primaria, superaba el 30 por ciento, lo que la ubicaba como la segunda en importancia después del crudo en el balance energético nacional. Sin embargo, el dinamismo adquirido por el consumo, desde mediados de los sesenta, superior al que habían experimentado las reservas y producción, confrontarían al país a serios problemas de déficit del fluido en el corto plazo, en forma análoga a los que se planteaba para el crudo”.(La Industria del Gas Natural en México¹³)

Gráfica 1.3 UTILIZACIÓN DEL GAS EN MÉXICO 1940-1971



El crecimiento y la expansión en el uso del gas natural, ya no sólo como fuente de energía, sino también como materia prima o insumo en la industria, fue seguido de un importante incremento del comercio internacional y del transporte a largas distancias, con el fin de complementar las producciones nacionales frente a las crecientes, aunque localizadas, necesidades internas.

En la medida en que el petróleo y el gas natural se encuentran juntos, la tecnología utilizada para la exploración y producción, es similar para ambos productos, sin embargo, el grado de desarrollo que tiene la infraestructura de la industria del gas es limitado con respecto al de la industria petrolera.

Las principales razones que explican tal diferencia, surgen de los mayores costos que implica el transporte y tratamiento del gas natural, con respecto al petróleo, que se refleja en las ventas finales del gas natural.

Cabe resaltar que los costos de producción tanto del aceite como del gas natural, varían por las mismas razones técnicas para ambos casos, como pueden ser: diferencias climáticas (no para México en donde las temperaturas no son extremas), dificultades que pueda presentar el terreno en el cual se opera, la producción que logra aportar cada pozo, etc. esta relación de costos es tal, que se puede reflejar en el hecho de que parte del gas asociado es obtenido como un subproducto o derivado de la producción de crudo.

Pero la diferencia de gastos para estos productos, está dada en lo relacionado al tratamiento que llevan después de haber sido producidos y en su transporte. Con frecuencia, el mayor costo está representado por su transporte al mercado, ya que debido a la baja densidad que tiene el gas natural, su transporte en gasoductos resulta más costoso y limitado, por el tipo de implementos que se llegan a requerir, como pueden ser: refrigeración, compresoras, etc., equipos que no son necesarios en el caso del transporte de aceite crudo por oleoductos.

Sin embargo, es más caro aún su transporte por vía marítima, ya que es necesario contar con instalaciones portuarias y sofisticados medios para su licuefacción y regasificación para poder cumplir con las recomendaciones o reglamentaciones internacionales en la entrega por venta de estos productos.

Durante la década de los años setentas, el alza generalizada en los precios de los hidrocarburos, ocasionó una nueva conciencia sobre el problema energético, ya que las economías estaban (y siguen estando) basadas principalmente en los recursos energéticos no renovables y cuyas reservas se han ido agotando independientemente de los posibles nuevos descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos o depósitos de carbón.

Lo anterior permite visualizar, la necesidad de transitar hacia economías que incorporen, en su base energética, fuentes diferentes a las convencionales.

En la actualidad, se cuenta con diversos estudios y proyectos (algunos ya probados), para la utilización de la **energía solar** en el sector del transporte

y un uso industrial de calentamiento, o también la **energía nuclear, eólica, maremotriz, biomasa, etc.**

Pero diversas opiniones -las menos- discuten sobre si estos proyectos tendrán futuro, debido al supuesto bloqueo que sufren por parte de las grandes inversiones mundiales en la industria del consumo petrolero y sus derivados (que actualmente prevalecen en el mundo) y que se verían afectados si se transformara radicalmente el uso de energía a base de hidrocarburos por cualquier otro tipo de energía, con todo y que los beneficios ecológicos son muy grandes.

Es aceptado ya en forma generalizada, que por múltiples razones, resulta conveniente que la base energética de cualquier economía se diversifique tanto como sea factible, utilizando racionalmente todos los recursos disponibles para satisfacer las necesidades y requerimientos de la sociedad, quedando claro que si las fuentes renovables de energía estuvieran ya desarrolladas, serían económicamente competitivas y socialmente aceptables, además de que dichas fuentes serían preferibles a las no renovables.

En nuestro país, también ha crecido la demanda de energía y el interés por aprovechar fuentes alternas, a pesar de que se cuenta con grandes recursos de hidrocarburos.

CAPITULO II

EL GAS NATURAL

ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS

Existen dos grupos de teorías (orgánicas e inorgánicas) que tratan de sustentar o definir, cuál ha sido el origen de los hidrocarburos y qué condiciones deben de llevarse a cabo para que éstos se acumulen en el subsuelo, cada una de ellas ha utilizado las herramientas necesarias de acuerdo con su época para tratar de entender estos fenómenos, pero gracias a los avances que se han tenido en cuanto a información química, geológica y bacteriológica, se han podido descartar muchas de esas teorías.

Por su parte, la teoría orgánica establece que los organismos vivientes están compuestos de carbohidratos, proteínas y lípidos (término amplio que incluye todas las sustancias solubles en aceite e insolubles en agua, como grasas, ceras, ácidos grasos, ésteres, pigmentos y terpenos), así como ligninas (substancia que da fuerza tensil a las estructuras de las plantas, tales como los troncos de los árboles) en proporciones variadas.

Estos compuestos son degradados por microorganismos a monómeros de azúcar, ácidos grasos, etc., que se condensan a complejos de nitrógeno y humus progenitores de kerógeno. Algunos hidrocarburos se depositan con los sedimentos, pero la mayoría se forman por alteración térmica a profundidades considerables.

Los lípidos son los que se asemejan más al petróleo en composición de todas las sustancias naturales. El petróleo contiene trazas de varias sustancias que únicamente pueden provenir de materia orgánica, como por ejemplo, porfirinas, clorofila, derivados de colesterol, carótenos, terpenos y cadenas parafínicas impares.

Las teorías inorgánicas por su parte, postulan que el petróleo y gas se formaron mediante procesos inorgánicos reproducibles en el laboratorio; sin embargo, no han sido aceptadas por la mayoría de los investigadores, ya que

algunas suponen que en la tierra hay condiciones y materiales que no se sabe que existan actualmente.

No explican la gran abundancia de petróleo en las cuencas sedimentarias, ni tampoco la variedad en la composición de los hidrocarburos encontrados en el petróleo.

Por otra parte, si el petróleo fuera de origen inorgánico, sería lógico encontrar chapopoterías o emanaciones de gases de hidrocarburos en áreas en donde existen extensos afloramientos de rocas ígneas y metamórficas.

Dentro de este tipo de teorías inorgánicas, se encuentra la establecida por el astrónomo Thomas Gold, quien opina que han sido encontrados hidrocarburos en algunos meteoritos, en los que jamás se ha pensado que pudiera haber existido vida vegetal o animal y en donde, después de conocer varios datos recopilados por la NASA, se enteró que los hidrocarburos son aún más comunes en otros planetas.

En 1977, Gold leyó un artículo sobre el descubrimiento de enormes cantidades de gas natural disuelto a gran presión y temperatura en agua salada y a grandes profundidades del Golfo de México. Este descubrimiento revivió su antigua convicción de que la tierra misma había filtrado, o permitido que escaparan en forma de gas, los hidrocarburos.

En 1979 publicó el primero de varios artículos, que sostienen que en la tierra, como en otros planetas, la mayoría de los hidrocarburos se habían formado a partir de fuentes no biológicas.

De acuerdo con Gold, la materia prima que quedó enterrada a grandes profundidades, durante el proceso de formación de la tierra, se ha estado cociendo durante 4.5 mil millones de años. Si algunos de estos materiales fueran semejantes a ciertos meteoritos, producirían hidrocarburos en este proceso de cocción. Al acumularse, este petróleo y gas, generarían una tremenda presión y eventualmente, se abrirían paso entre grietas y fisuras de la corteza terrestre.

Con esta serie de conocimientos convencionales, cuando las moléculas de petróleo se someten a las altas temperaturas que se registran con una profundidad de tres millas, se descomponen y se convierten en metano, que

es el hidrocarburo más simple, con un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno, y por ende, el más estable*

Pero Gold cree que “las extraordinarias presiones que existen a decenas de millas bajo la superficie, permiten que *sobrevivan* las moléculas de petróleo”. Por otra parte, admite que “a medida que éstas se acercan a la superficie y disminuye su presión, las moléculas empiezan a romperse. Cierta cantidad de petróleo podría llegar a *sobrevivir* antes de disociarse por completo, pero la mayoría de las moléculas de petróleo atrapadas a más de tres millas se convertirían en metano”⁴.

“Por esta razón, nuestras perforaciones pueden haber descubierto grandes cantidades de petróleo en el mundo, pero no sus yacimientos de metano que conocemos como gas natural”⁴.

Si Gold estuviera en lo cierto, la tierra podría virtualmente contener cantidades interminables de gas. Podrían existir grandes yacimientos en donde los geólogos nunca han pensado explorar.

La teoría más aceptada hasta el momento acerca del origen de los hidrocarburos, es la siguiente:

El gas natural, así como el aceite crudo, se forman a partir de materia orgánica sometida a altas temperaturas y presiones, la cual, al paso del tiempo sufre transformaciones debidas a procesos químicos, bacteriológicos y radioactivos o una combinación de ellos.

El petróleo se encuentra impregnado en formaciones de tipo arenoso y calcáreo, asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición y la temperatura y presión a la que se encuentre, su color varía entre el ámbar y el negro, su densidad es menor que la del agua, por lo que al estar presentes agua y aceite juntos, el aceite ocupará la parte superior y el agua la parte inferior sin mezclarse; en estado gaseoso, es inoloro, incoloro e insípido, por lo que, como medida de seguridad, se le agrega un compuesto sulfuroso (mercaptano) que permite descubrir su presencia.

Puede hallarse solo (gas libre o no asociado) o disuelto con el petróleo líquido dentro de un mismo yacimiento (gas asociado). En un yacimiento de gas no asociado, se encuentra generalmente por encima de una capa de agua.

En el caso de un yacimiento de gas asociado, la distribución se presenta de la siguiente manera: una capa inferior de agua, por ser más densa, encima una capa de aceite y finalmente una capa o casquete de gas en la parte superior. El hidrocarburo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo y es necesario que ocurran cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas:

1. Debe existir una roca porosa y permeable, de tal forma que, al encontrarse bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros. Esta roca se llama **almacenadora**.
2. Debe existir una roca impermeable que evite que el petróleo migre fuera de la roca almacenadora, a esta roca se le llama **sello**.
3. Debe existir una **trampa**, es decir, que las rocas adyacentes al yacimiento sean impermeables y se encuentren dispuestas en tal forma, que el petróleo no puede moverse hacia afuera de la roca almacén; o bien, que la roca sello presente una concavidad suficiente.
4. Debe existir una fuente de origen en las rocas donde se formó el petróleo, por efecto de la presión y la temperatura. A esta roca se le llama **generadora o roca madre**.

Entre las teorías relacionadas con la **acumulación de petróleo**, predomina la orgánica, que establece que el lecho del yacimiento, no es necesariamente el lugar en que se dio la formación del petróleo. Esto llevó a pensar que el petróleo migra de su lugar de origen al lugar donde se localiza el depósito en el momento de su descubrimiento; de ahí la importancia que adquiere la teoría sobre la migración y acumulación del petróleo.

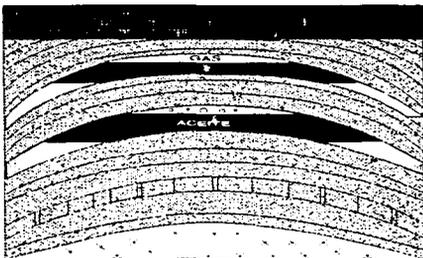
La teoría del **anticlinal** o teoría estructural es aceptada, en general, como la explicación principal de la migración de petróleo; ésta sostiene que el aceite migra de su lecho original, moviéndose a una capa más permeable llena de agua, desplazándose en ella hasta acumularse en los estratos superiores o hasta que alguna capa impermeable o bien una falla, se interponga en su ruta, deteniéndolo.

Esta migración conduce a una separación del aceite y el gas, quedando atrapado, como puede observarse en la gráfica 2.1

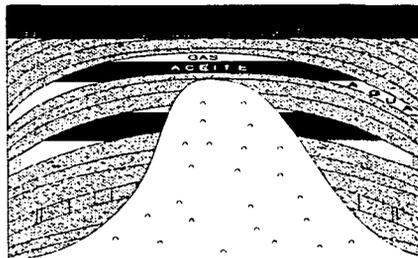
Gráfica... (2.1)

TIPOS COMUNES DE TRAMPAS

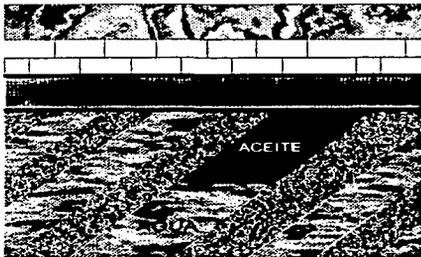
ANTICLINAL



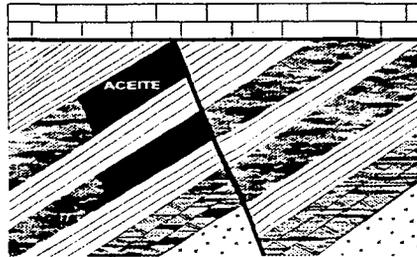
DOMO SALINO



TRAMPA
ESTRATIGRAFICA



TRAMPA
COMBINADA



Ya se mencionó que el gas natural se puede encontrar en los yacimientos como gas no asociado o como gas asociado (libre o disuelto); en el último de los casos presentados, el volumen de aceite puede representar tan sólo una mínima parte del volumen de la trampa.

En la medida en que la trampa se localice a mayor profundidad, le corresponderá una mayor temperatura, la cual juega un papel importante en el estado físico que presentan los hidrocarburos; a medida que ésta aumenta, el aceite adquiere características de condensado, después de gas húmedo y finalmente de gas seco. El gas así obtenido frecuentemente contiene ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

CARACTERÍSTICAS DEL GAS

Existen dentro de la rama petrolera, algunas diferencias en cuanto a los términos utilizados para clasificar las maneras en que se presentan los hidrocarburos. Para ello, se han utilizado diferentes métodos que permiten clasificarlos y obtener una mejor comprensión de dichos términos.

Estos métodos contemplan tanto la composición de cada tipo de hidrocarburos, así como la apariencia y las condiciones de presión y temperatura a los que se encontraron en el yacimiento al momento de comenzar su explotación, para ello, a continuación se presenta una lista de conceptos aceptados en forma general:

GAS NATURAL. Se considera gas natural a la porción de petróleo identificada a condiciones de yacimiento en fase gaseosa, libre o bien disuelta en el aceite, y que al llevarlo a condiciones atmosféricas, se obtendrá en fase gaseosa. Los principales componentes de este gas, son el metano y el propano, pero la mayoría de estos gases contienen también cantidades variables de compuestos, como sulfuros, bióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno o helio, los cuales se consideran impurezas y en lo subsecuente se les denominará compuestos "no hidrocarburos".

GAS NATURAL NO PROCESADO. Es el gas natural tal y como se produce del yacimiento, por lo que contiene diferentes cantidades de hidrocarburos pesados, los cuales se licúan (pasan a fase líquida) al ser llevados a condiciones atmosféricas. Esta cantidad de hidrocarburos líquidos permite que el gas sea explotable. También se produce vapor de agua y

compuestos “no hidrocarburos”, por lo que en la mayoría de las veces no es apropiado usarse directamente.

GAS NATURAL COMERCIAL. Es el gas natural disponible y listo para su venta y consumo directo como combustible de uso doméstico, comercial o industrial. Este gas debe cumplir con ciertas especificaciones mínimas, que varían según el caso y el lugar de la transacción, es decir, puede variar su contenido de hidrocarburos pesados y de gases “no hidrocarburos”. En consecuencia, el poder calorífico puede variar considerablemente, por lo que la cantidad de gas puede expresarse como volumen, o en términos de su contenido energético.

GAS HÚMEDO. Es un gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano, es decir, etano, propano o butano, en cantidades tales que puedan extraerse comercialmente o bien, que requieren separarse para poder disponer del gas como combustible o transportarlo en tuberías. En cuanto a su apariencia, se observa un tipo de **líquido transparente**, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m³ de gas/m³ de aceite

GAS SECO. Es un gas natural que contiene, en cantidades mínimas, hidrocarburos más pesados que el metano, los cuales no permiten su extracción comercial ni requieren ser separados para disponer del gas como combustible. Este gas seco cuenta con relaciones gas-aceite mayores de 20,000 m³ de gas/m³ de aceite y su apariencia sería (si la hay) de un **líquido transparente**.

GAS DULCE. Es un gas natural completamente libre de sulfuros, o bien, los contiene en cantidades tales, que no es necesario procesarlo para poder usarlo directamente como combustible doméstico no corrosivo.

GAS AMARGO. Es un gas natural que contiene sulfuros y/o bióxido de carbono en cantidades sustanciales y que, por lo tanto, requieren ser eliminadas para permitir su uso adecuado comercialmente.

GAS NO ASOCIADO. Se considera así, al gas natural encontrado en un yacimiento sin que exista la presencia de aceite crudo.

GAS ASOCIADO. Este gas natural se encuentra en yacimientos en contacto con aceite crudo o bien está disuelto en el mismo aceite crudo.

GAS NATURAL LICUADO. Es un gas natural formado básicamente por metano y etano en fase líquida a presión atmosférica, esto se puede obtener mediante la disminución de su temperatura a -260°F .

Esta clasificación de hidrocarburos gaseosos no es exacta ni es la única que existe, ya que los yacimientos contienen mezclas muy complejas.

Se ha podido observar, sin embargo, que una clasificación más apropiada se puede dar cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión a que se encuentran dentro del yacimiento.

Por lo tanto, con un diagrama de dos fases, considerando presión contra temperatura iniciales de esta mezcla, obtendremos otra clasificación representada como una gráfica o diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos, establecida con base en que cada mezcla de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, el cual depende, de su composición y de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre, por lo que ésta, es diferente para cada yacimiento:

Para poder conocer el significado de un Diagrama de Fases, podemos hacer un ejemplo de la siguiente manera:

Se debe considerar una muestra representativa de los hidrocarburos producidos por un pozo, que se quiera analizar y colocarla en una celda a la temperatura del yacimiento y haciendo variar la presión desde la inicial, hasta valores muy bajos, como puede observarse en la gráfica 2.2.

En este ejemplo se considera una temperatura del yacimiento de 87°C y una presión inicial de 240 Kg/cm^2 . Durante el proceso, se mantendrá la temperatura constante, aumentando lentamente el volumen de la celda. Al hacerlo, la presión declina rápidamente.

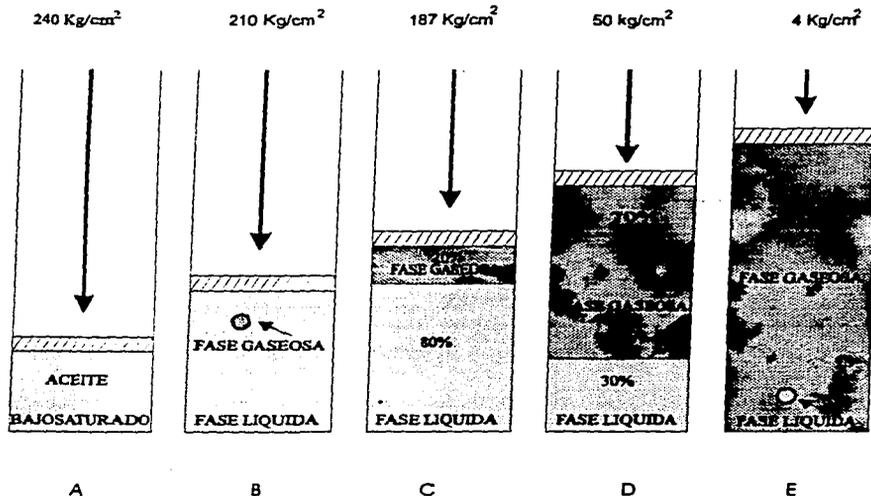
En el momento en que aparece la primera burbuja de gas, se observa una presión de 210 Kg/cm^2 , gráfica 2.2B. A esta presión se le llama presión de saturación o de burbujeo.

Si se continúa bajando la presión de la celda, el volumen de la misma aumentará, pero a un ritmo bastante menor, debido a la presencia de la fase gaseosa en la celda.

A partir de la presión de burbujeo se observa que al declinar la presión, disminuye el porcentaje de líquido en la celda, gráficas 2.2 C y D. Esta expansión se continúa hasta el momento en que solamente queda una gota de

GRAFICA... (2.2) REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA EXPANSION ISOTERMICA DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO DE ACEITE

T = 87°C



líquido en la celda, y tenemos que la presión correspondiente, es de 4 Kg/cm², gráfica 2.2 E, correspondiente a la presión de rocío o de condensación⁶.

Si la secuencia anterior se repite para diferentes isotermas y se sitúan los resultados en una gráfica temperatura-presión, se obtendrá un diagrama de fases, como puede observarse en la gráfica 2.3.

Para este diagrama se cuenta con las siguientes definiciones^{6,7,15}:

Propiedades Intensivas: Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada, por ejemplo: la viscosidad, densidad, temperatura, etc.

Punto Crítico: Es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión Crítica: Es la presión correspondiente al punto crítico.

Temperatura Crítica: Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de Burbujeo (ebullición): Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

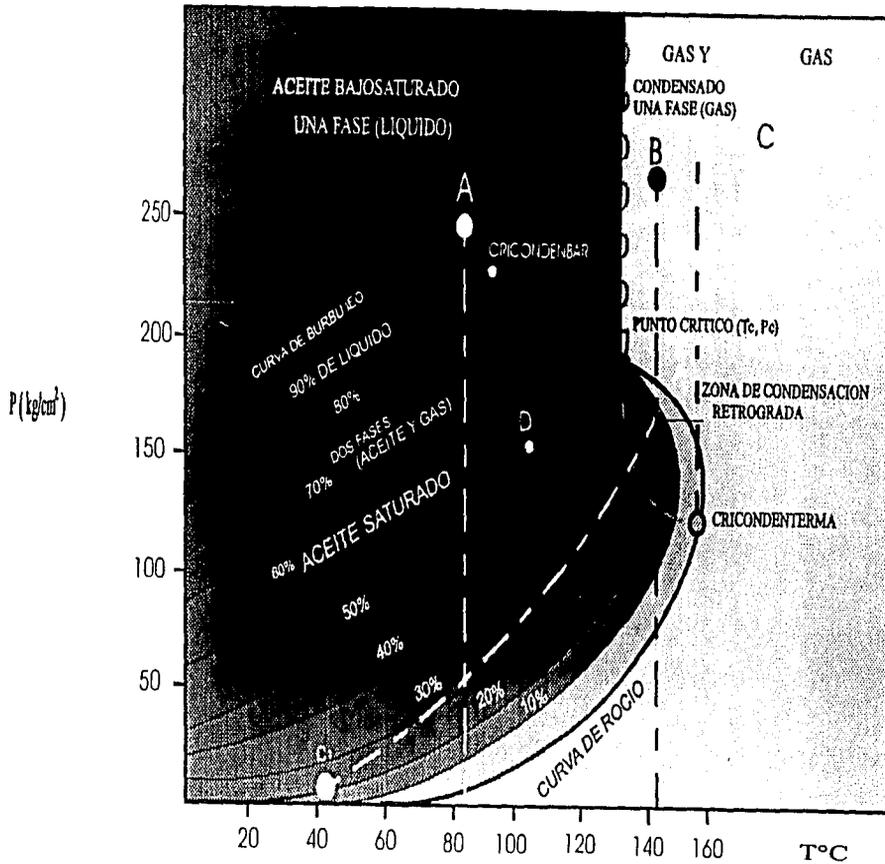
Curva de Rocío (condensación): Es el lugar geométrico de los puntos , presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de dos fases: Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y de rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.

Cricondembara (crivaporbar): Es la máxima presión en la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricondenterma: Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Gráfica 2.3... DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS



ANTECEDENTES HISTÓRICOS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

Zona de condensación retrógrada: Es aquella en la cual al bajar la presión a temperatura constante, ocurre la condensación.

Aceite saturado: Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, está en equilibrio con su gas.

Aceite bajosaturado: Es el que, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, es capaz de disolver más gas.

Aceite sobresaturado: Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.

Saturación crítica de un fluido: Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

La composición del gas natural es variable, aún los gases obtenidos de dos pozos productores de un mismo yacimiento, pueden tener diferente composición. A continuación se presentan las composiciones típicas de los gases de los diferentes tipos de yacimientos:

COMPONENTE		POR CIENTO MOL		
		GAS ASOCIADO DISUELTO	GAS HÚMEDO	GAS SECO
METANO	C ₁	27.52	59.52	97.17
ETANO	C ₂	16.34	5.36	1.89
PROPANO	C ₃	29.18	4.71	0.29
i-BUTANO	i-C ₄	5.37	2.03	0.13
n-BUTANO	n-C ₄	17.18	2.39	0.12
i-PENTANO	i-C ₅	2.18	1.80	0.07
n-PENTANO	n-C ₅	1.72	1.61	0.05
HEXANO	C ₆	0.47	2.60	0.04
HEPTANO	C ₇	0.04	19.98	0.24

Aunque el gas natural contiene algunas fracciones más pesadas que el heptano, en la mayoría de los análisis, éstos se agrupan en lo que se conoce como heptano y más pesados (C_7+).

Aquellos yacimientos cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma, se denominan yacimientos de gas y condensados⁴.

La composición del gas que se produce en estos yacimientos, puede cambiar con el tiempo si se presenta el fenómeno de **condensación retrógrada**. En yacimientos de este tipo, y para este ejemplo específicamente, al mantener constante su temperatura (en 143 grados centígrados) y disminuir su presión (de 250 Kg/cm² determinada en el punto B de la gráfica 2.3), "los fluidos estarán en fase gaseosa, mientras la presión exceda la de rocío.

La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío (a 160 Kg/cm². gráfica 2.3) En este momento se iniciará la condensación del líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil al principio y después se desplazará hacia abajo, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producida.

Como se dijo anteriormente, el gas natural no tiene olor, color ni sabor y no es tóxico; sin embargo las altas concentraciones de gas natural son peligrosas debido a la falta de oxígeno que éstos generan. Su densidad relativa es de aproximadamente 0.6, dependiendo de la composición, lo que significa que pesa menos que el aire, razón por la que al encontrarse libre en la atmósfera, tiende a elevarse.

CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.

Dentro de la práctica profesional, se considera muy común realizar también una clasificación de los yacimientos, tomando en cuenta el tipo de hidrocarburos que producen y las condiciones a las que se encuentran en el subsuelo. Esta clasificación es más sencilla e incluso repetitiva con respecto a las otras clasificaciones, y de las que ya se hizo mención:

Yacimientos de Aceite Negro. Producen un líquido **negro o verdusco**, el cual presenta una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas/aceite

instantáneo, menor a los 200 metros cúbicos de gas por metro cúbico de aceite producido (m^3/m^3).

Yacimientos de Aceite Volátil. Producen un líquido café oscuro, el cual presenta una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y una relación gas/aceite instantánea entre 200 y 1,500 (m^3/m^3)⁶⁷.

Yacimientos de Gas y Condensado. Producen un líquido ligeramente café o pajizo, el cual presenta una densidad relativa entre 0.740 y 0.780, con una relación gas/aceite instantáneo que varía entre 1,500 y 12,000 (m^3/m^3)⁶⁷.

Yacimientos de Gas Húmedo. Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y una relación gas-aceite que va de los 10,000 a los 20,000 (m^3/m^3).

Yacimientos de Gas Seco. Producen un líquido ligero; transparente (si lo hay) el cual presenta relaciones gas/aceite mayores a los 20,000 (m^3/m^3).

Cabe mencionar que el hecho de tomar como única base de clasificación el aspecto de los líquidos y sus relaciones de gas-aceite instantáneas, no permite guardar o clasificar perfectamente bien todos los yacimientos existentes de una manera contundente.

CAPITULO III

HISTORIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

“Durante la época precortesiana, las tribus que habitaron el territorio mexicano utilizaron el petróleo como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus ritos religiosos. Los totonacas, habitantes de la mayor parte del estado de Veracruz, lo recogían de la superficie de las aguas para utilizarlo como medicina, pero también como iluminante”²⁷.

Algunas otras tribus que habitaron las costas mexicanas, lo masticaban simplemente para limpiar y blanquear su dentadura.

Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España, promulgadas en **1783** por el Rey Carlos III de España, hacían mención de los hidrocarburos, llamándolos bitúmenes o jugos de la tierra. Esta ordenanza deja en claro que no sólo se tenía conocimiento desde entonces de la existencia de sustancias aceíticas y por consiguiente de gas, sino que se les concedía cierto valor comercial.

Durante el período de la colonia, las leyes mineras mantuvieron el dominio de las minas para la corona, y ésta se reservaba el derecho de otorgar a particulares la explotación de vetas y yacimientos, como se ampliará más adelante. Los beneficiados a su vez, debían someterse a las reglamentaciones y pagar las regalías correspondientes.

Durante casi todo el siglo XIX, estos principios de dominio inspiraron la legislación minera. Incluso en la época de la lucha entre liberales y conservadores, prevalecieron estas premisas.

En este marco se generaron cosas importantes relacionadas con el hidrocarburo:

En **1862**, el ingeniero de minas Antonio del Castillo llevó a cabo una perforación en un lugar cercano al cerro del Tepeyac, de la cual brotó agua mezclada con petróleo en cantidades abundantes. El producto fue utilizado como iluminante.

Un año más tarde, en **1863**, el sacerdote e historiador de Tabasco, Manuel Gil y Sáenz, encontró lo que él llamó mina de petróleo de San Fernando, cerca de Tepetitlán, en el estado de Tabasco. Esta mina no era otra cosa que una de tantas chapopoterías que existían en la región, de las cuales podía obtenerse fácilmente petróleo de una manera natural. A este religioso se le atribuye el descubrimiento de hidrocarburos en ese Estado.

Dos años más tarde, en el municipio de Macuspana, algunos extranjeros hicieron la denuncia de pozos petroleros.

Simón Sarlat Nova, que era de la región, fue tal vez el primero en perforar en el Estado de Tabasco, sin obtener buenos resultados ya que careció de capital para sostener la escasa producción de los primeros pozos y otros de los problemas que le salieron al paso, insuperables en ese tiempo, fue la falta de medios de comunicación. Sarlat Nova, no tuvo suerte como petrolero, pero sus esfuerzos dieron curso a las primeras perforaciones en **1866**, en la región de Macuspana²⁷.

La producción de **gas natural** en México data de principios de siglo, época en la que se produjeron considerables volúmenes de gas asociado con el petróleo, lo que hacía considerarlo como un subproducto no deseado de la explotación petrolera, y sin embargo, se seguía encontrando cada vez más en los diferentes yacimientos productores. Este gas asociado representaba, como en muchas partes del mundo, no un recurso aprovechable, sino un peligro dentro de las diferentes actividades de perforación y producción.

Sin embargo, el primer aprovechamiento que se le empezó a dar en la industria petrolera al gas natural, fue muy simple, como combustible en las calderas de las estaciones de bombeo de los campos petroleros, o bien, en los equipos de perforación que se utilizaban en esos tiempos.

Pocos años después se contaba con algunas plantas de absorción de pequeña capacidad de tratamiento en las que se producía gasolina natural para su empleo en los vehículos que operaban dentro de los distritos productores; sin embargo, la mayor parte de este gas producido era quemado y/o enviado a la atmósfera.

El primer empleo de tipo industrial que se le puede asignar al gas natural en México, inicia en el año de **1930**, cuando se llegó al fin de la construcción de un gasoducto con una longitud aproximada de trescientos kilómetros, y de

inversión privada. Corría entre las ciudades de Roma en el estado Norteamericano de Texas, y la ciudad de Monterrey en México. Este gasoducto transportaba gas producido en el condado de Zapata, estado de Texas, así como la producción de tres pequeños campos de gas que eran La Presa, Rancherías y Lajitas, descubiertos en el Noreste de México entre los años de 1931 y 1934.

Pese a esto, el gas natural a finales de los años treinta no se comercializaba y las pocas líneas de conducción con que se contaba eran utilizadas para abastecer de combustible las mismas instalaciones.

Sin embargo, tuvieron que pasar algunas décadas para que la industria del petróleo lograra relacionar por medio de investigaciones, la función que desarrolla el gas dentro de los yacimientos, como energía para la recuperación del petróleo, y la manera en que éste se distribuye dentro del mismo yacimiento.

En el año de 1943 la industria del gas en México comenzó a llevar a cabo una campaña intensa de exploración, principalmente en el Noreste de México. Además por otro lado, se realizó la estructuración de un plan para la obtención de gasolinas y gases licuables a partir del gas que se producía en el campo Poza Rica.

Esta exploración permitió que entre los años de 1943 y 1948 se descubrieran las principales estructuras productoras de gas en la región Noreste de México, entre las que destaca el yacimiento Misión, descubierto durante 1945, así como los campos cercanos a la ciudad de Reynosa: Brasil, Treviño, Cano y 18 de Marzo entre los años de 1948 y 1954, que resultaron ser los más productores del distrito.

“En este sentido, los problemas a los cuales tiene que enfrentarse la empresa, son más de índole económico y de inversión que de orden técnico para descubrir y producir gas natural. Este tipo de problemas se debió en buena parte a que la producción de gas natural adquiere en México una importancia relativamente tardía, como fuente de suministro energético, tomando en cuenta el auge temprano de la explotación petrolera”¹³.

Durante la década de los años cincuenta, estos trabajos de exploración se extendieron a la zona oriental del Estado de Tabasco, en donde se descubrió

el campo José Colomo, en el año de **1950**, pasando a ser el más importante productor de gas en la zona sur del país.

En el año de **1950** se puso en operación un gasoducto, que contaba con una longitud de 250 kilómetros y un diámetro de 20 pulgadas, para transportar el gas natural producido en los campos de Poza Rica y abastecer al valle de México con un volumen de 130 (MMPCD).

Durante el año de **1952**, se descubrieron los primeros campos de la denominada Nueva Faja de Oro.

Estos descubrimientos formaron la base para el desarrollo de la Industria Mexicana del Gas, puesto que permitieron un incremento rápido de las reservas del gas, en lo que se designa como Distrito Frontera Noreste y Macuspana.

En 1938 se producían a nivel nacional 66 (MMPCD) de gas, mientras que en 1953, se incrementó la producción a 256 (MMPCD)¹³.

El descubrimiento de estas reservas, justificó, desde el punto de vista técnico y económico, la construcción de las plantas de absorción de Reynosa, la cual se terminó en el año de **1955**, y posteriormente la construcción de la planta de absorción de Ciudad Pemex, que se terminó en el año de **1958**.

Con esas plantas fue posible aumentar considerablemente la producción de gases licuables y de gasolina natural.

Para el año de **1958**, un gasoducto más, conducía el gas producido en los yacimientos del norte, cerca de Reynosa y lo llevaba a las ciudades de Monterrey, Saltillo y Torreón.

La Refinería de Azcapotzalco, fue construida en el año de **1933** y se llevó a cabo una ampliación de la misma durante el año de **1946**.

En el año de **1945** se construyó la Refinería de Ciudad Madero.

En **1946** se llevó a cabo la construcción de la Refinería de Poza Rica, la cual se amplió en el año de **1955**.

En 1947 se construyó la Refinería de Salamanca, mientras que la nueva refinería de Minatitlán se construyó en 1956.

En la mitad de los años sesentas las actividades exploratorias y de perforación rindieron frutos al descubrirse el Campo Reforma, entre los límites de Chiapas y Tabasco, además del campo Arenque, en el golfo de México, iniciándose las sospechas de que una riqueza petrolera se encontraba dentro de la plataforma marina.

Al respecto, Miguel H. Márquez en su libro *La Industria del Gas en México*¹³ señala, "...las actividades exploratorias y de explotación, iniciadas en la plataforma continental poco antes de 1970, las que más allá del éxito alcanzado en términos de pozos exploratorios descubiertos, el número de yacimientos por desarrollar y los alentadores resultados obtenidos en el crecimiento de los pozos marinos (alta productividad y altas potencialidades), darían pie a trascendentales cambios en la industria petrolera en años posteriores".

La certidumbre de contar con abundantes recursos petrolíferos -conocidos desde 1974-, aunado a los aumentos de precios del petróleo, iniciados en 1973 y 1974, otorgaron elementos para que el gobierno de López Portillo impulsara una reorganización económica profunda, en donde se convertiría al petróleo en la piedra angular de la estrategia de crecimiento económico, en la cual el sector externo dejaría de ser una limitación, merced a los crecientes volúmenes de hidrocarburos exportables, convirtiéndose en la principal fuente de financiamiento de dicho proceso de crecimiento.

El Plan Sexenal de Pemex, 1977-1982, proponía incrementar en dos y media veces la producción de crudo, duplicar la capacidad de refinación, triplicar la capacidad productiva de la petroquímica básica y la producción de gas natural. Sin embargo, este plan no contemplaba la exportación de gas natural, sosteniéndose que, a éste se le daría un mayor aprovechamiento en la petroquímica y como combustible industrial y doméstico.

Al final de este sexenio, según un buen número de observadores, el auge petrolero sólo había permitido aplazar ciertas definiciones que no fueron tomadas en cuenta en el programa de reordenamiento económico, delineado a inicios del sexenio. Los graves problemas estructurales de la economía y de la sociedad mexicana, persistieron.

Tras la desaparición del auge petrolero, se postuló que la participación del gas natural, como fuente de energía primaria, se acrecentaría significativamente, e igual evolución debía enfrentarse en su utilización como materia prima, particularmente para la elaboración de fertilizantes, petroquímicos y acero. Sin embargo, la producción de gas natural había iniciado un paulatino pero sostenido descenso: disminuyó 4.5% en 1983, 7.4% en 1984, y 4% en 1985, con respecto al año de 1982.

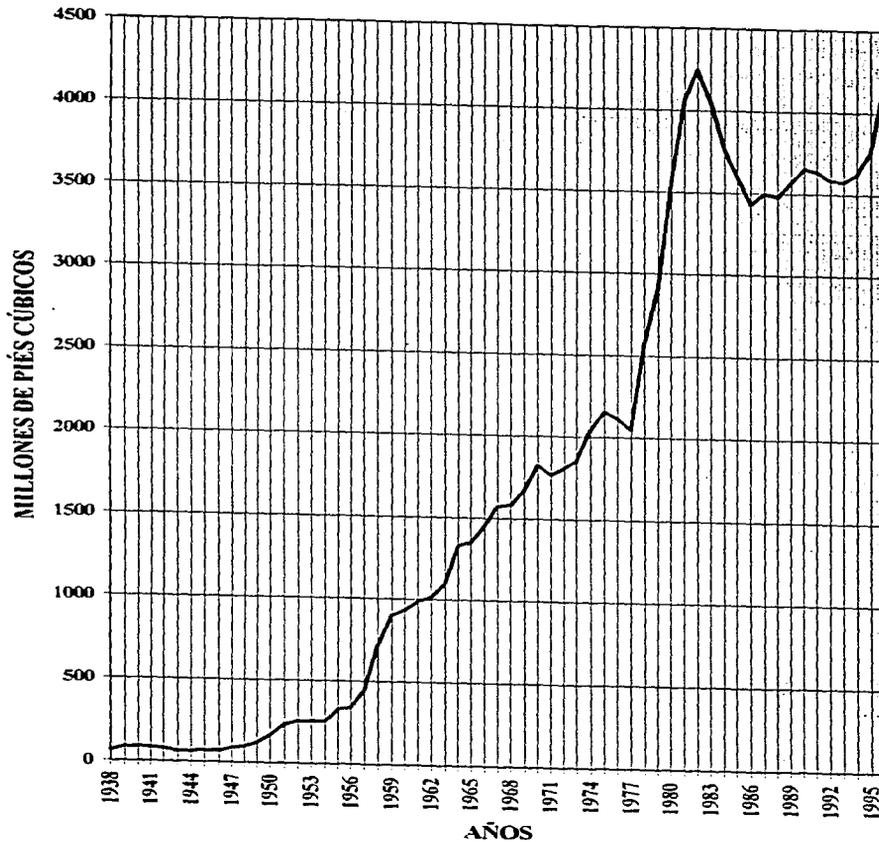
En términos absolutos, el ritmo de decremento significó que la producción de gas natural pasara de 4,246 (MMPCD) obtenido en 1982 (año que ha representado hasta 1996, el de mayor producción en toda la historia de México), a 3,576 (MMPCD) en 1993. A partir de este año se pudo observar un repunte en dicha producción hasta alcanzar un total de 4,195 (MMPCD) en 1996.

A continuación se presenta en forma tabular y gráfica el comportamiento de la producción de gas natural en México, desde 1938 hasta 1996.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO 1938-1996

AÑO	GAS NATURAL (MMPCD)	AÑO	GAS NATURAL (MMPCD)
1938	66	1967	1,569
1939	88	1968	1,580
1940	90	1969	1,669
1941	85	1970	1,822
1942	81	1971	1,763
1943	65	1972	1,809
1944	67	1973	1,854
1945	72	1974	2,040
1946	71	1975	2,155
1947	90	1976	2,114
1948	98	1977	2,046
1949	123	1978	2,561
1950	170	1979	2,917
1951	234	1980	3,558
1952	256	1981	4,061
1953	256	1982	4,246
1954	257	1983	4,054
1955	328	1984	3,764
1956	342	1985	3,604
1957	442	1986	3,431
1958	720	1987	3,498
1959	902	1988	3,478
1960	935	1989	3,572
1961	988	1990	3,652
1962	1,017	1991	3,634
1963	1,100	1992	3,584
1964	1,329	1993	3,576
1965	1,351	1994	3,625
1966	1,450	1995	3,759
1967	1,569	1996	4,195

Gráfica 3.1 PRODUCCION DE GAS NATURAL EN MÉXICO



DECRETOS CONSTITUCIONALES PARA EL GAS Y PETRÓLEO

EL VIRREINATO

Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España, decretadas en el año de 1787, establecieron que lo que en la actualidad conocemos como petróleo, y que entonces se le conocía como bitúmenes o jugos de la tierra, pertenecían a la Corona de España. Para su explotación las tierras se concesionaban, dejando claro que la única dueña de las riquezas del subsuelo era la corona española, exigiendo por tanto el pago de la “quinta parte” de lo obtenido en estas tierras”⁷⁷.

A la letra dichas Ordenanzas dicen en su artículo 1 que:

“Nadie puede explotar minas de fuente o pozo y lagos de agua salada, carbón de piedra, betún, petróleo, alumbre, kaolín y piedras preciosas, sin haber obtenido antes la concesión expresa y formal de las autoridades competentes y con la aprobación del Ministro de Fomento”.

Estas Ordenanzas mostraban de una manera clara lo que era la separación de la propiedad del suelo y la propiedad del subsuelo, es decir, quien tuviera alguna propiedad territorial, no precisamente era dueño del subsuelo o lo que éste contuviera. Dichas leyes contaron con vigencia aún durante el periodo de independencia y en ellas se apoyaron tanto Juárez como el emperador Maximiliano de Habsburgo, para determinar algunas disposiciones legales al respecto.

PRIMERAS LEYES MEXICANAS

97 años más tarde, bajo el Gobierno del Presidente Manuel González, el Código de Minería de los Estados Unidos Mexicanos, presentó un proyecto por medio de Pedro Bejarano, Manuel Contreras y Francisco Bulnes, el 18 de Marzo de 1884, el cual fue aprobado el 22 de noviembre del mismo año. En él, se cambiaba por completo el concepto de propiedad y se adjudicaba a los propietarios de los terrenos las riquezas subterráneas existentes.

El Código dice en su artículo 10:

“Son de exclusiva propiedad del dueño del suelo, quien por lo mismo, sin necesidad de denuncia ni de adjudicación especial, podrá explotar y aprovechar:

Las diversas variedades de carbón piedra, las rocas de terrenos y materias del suelo como calizas, pizarras, pórfidos, basaltos, piedras de construcción, arcillas, arenas, las sales que existen en la superficie, las aguas puras y saladas, superficiales y subterráneas, el petróleo y los manantiales gaseosos o de aguas termales y medicinales”.

En un sentido estricto, se puede considerar que esta ley no fue expedida para impulsar la explotación del petróleo, ya que este producto en México no contaba con posibilidades de ser utilizado industrialmente. Estos reglamentos permitían a cualquier capital nacional o extranjero, comprar terrenos y obtener sin ningún trámite la oportunidad de explorar el subsuelo y adueñarse de lo que éste contuviera.

EI PORFIRIATO

El General Porfirio Díaz, durante su segundo período de gobierno (1884-1911) en **1892**, inicia la derogación del Código de Minas, por medio de una ley que prácticamente estaba dirigida a los inversionistas extranjeros y en la que otorgaba una serie de prebendas y privilegios al inversionista petrolero.

El General Díaz daba en concesión a las compañías, los terrenos baldíos, los lechos de los ríos y se autofacultaba para poder expropiar en favor de los inversionistas los terrenos con posibilidades petrolíferas; además, preparaba un paquete fiscal que eximía del pago de impuestos de importación todo el equipo introducido al país, esto entre otras concesiones que se detallarán más adelante.

Toda esta iniciativa de ley propuesta por Porfirio Díaz, fue aprobada el 24 de Diciembre de **1901** por el Congreso de la Unión, quien decretó una nueva ley para el petróleo en los Estados Unidos Mexicanos, donde se otorgaban nuevos beneficios a los inversionistas en situaciones privilegiadas, pero fue tal la cantidad de facilidades que se dieron con la finalidad de atraer capitales extranjeros a nuestro país, que es necesario mencionar, aunque sea de manera general, algunos de los aspectos más relevantes:

Artículo 1. “Se autoriza al Ejecutivo Federal, para conceder permisos a fin de hacer explotaciones en el subsuelo de los terrenos baldíos o nacionales y los lagos, lagunas, albuferas (lagunas junto al mar) que sean jurisdicción federal, con el objeto de descubrir las fuentes o depósitos de petróleo o carburos gaseosos de hidrógeno que en él puedan existir”.

Artículo 2. “Los permisos para exploraciones causarán un derecho de cinco centavos por hectárea, que se hará en efectivo con estampillas... Los particulares o compañías que al amparo de permisos concedidos descubran manantiales o depósitos de petróleo, o carburos gaseosos de hidrógeno, darán aviso inmediatamente, para que se expida la patente por virtud de la cual habrán de explotar las fuentes o depósitos descubiertos...”.

Artículo 3. “Las patentes de explotación durarán 10 años, a contar desde la fecha de su publicación en el Diario Oficial. Terminado este plazo, cesarán las franquicias otorgadas a los explotadores, así como a las obligaciones contraídas y que se especifican en los artículos correspondientes de esta ley”.

Los descubridores del petróleo o carburos gaseosos de hidrógeno, que de acuerdo con la ley obtuvieron su patente, gozarán para la explotación de aquellas substancias de las franquicias siguientes:

- (a) “Exportar libres de todo impuesto los productos naturales, refinados o elaborados que procedan de la explotación”.
- (b) “Importar libres de derechos, por una sola vez, las máquinas para refinar petróleo o carburos gaseosos de hidrógeno y para elaborar toda clase de productos que tengan por base el petróleo crudo; las tuberías necesarias para estas industrias, así como los accesorios para estas tuberías, bombas, tanques de hierro o de madera, barriles de hierro o de madera, gasolímetros y materiales para los edificios destinados a la explotación”...
- (c) “El capital invertido en la explotación del petróleo o carburos gaseosos de hidrógeno será libre, por 10 años, de todo impuesto federal, excepto el del timbre. Igual exención tendrán todos los productos de esa explotación, mientras no pasen a ser propiedad de tercera persona”.

(d) “Los concesionarios tendrán el derecho de comprar los terrenos nacionales necesarios para el establecimiento de sus maquinarias y oficinas, al precio de tarifa de los terrenos baldíos, que esté vigente en la fecha de la publicación de la patente”.

(e) “Para el mismo establecimiento a que se refiere la fracción anterior, y cuando se trate de terrenos que sean propiedad particular, los mismos concesionarios tendrán el derecho de expropiar a dichos particulares”.

(f) “Las empresas tendrán, además, el derecho de establecer tuberías para conducir los productos de la explotación por los terrenos de propiedad particular, que sean necesarios, a fin de facilitar su venta...”

(g) “Además de las franquicias anteriores, los primeros que en un Estado o en los territorios de Tepic y Baja California descubran depósitos o fuentes de petróleo o carburos gaseosos de hidrógeno, de manera que cada pozo rinda por lo menos 2 mil litros cada 24 horas, gozarán del privilegio consistente en que alrededor del pozo primitivo, en el que hubieren hecho aquel descubrimiento, y a una distancia que variará en proporción con el capital invertido en el descubrimiento y en todos los gastos para que pueda comenzar la explotación, nadie tendrá derecho a abrir pozos de exploración o para la explotación de aquellos mismos productos...”

(h) “El privilegio de que habla la fracción anterior, tendrá una duración proporcional al capital invertido en el descubrimiento del depósito o fuente de petróleo, y a los gastos para comenzar la explotación...”

(i) “Podrán los descubridores a que se refiere la fracción séptima, adquirir un terreno siempre que sea de propiedad nacional, a precio de tarifa y en una extensión igual a la que les corresponda, conforme a lo que dispone la misma fracción”.

Con todas estas facilidades, los promotores petroleros estadounidenses Edvard L. Doheny y Charles A. Canfield, deciden aprovechar la oportunidad e invierten capital en la adquisición de terrenos para explorar la posible existencia de mantos petroleros. Para ello, compran una hacienda de 113 hectáreas que se localizaba en la colindancia de los Estados de San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz. Esto empieza a conformar la empresa llamada “Mexican Petroleum Co.” que para 1903 había invertido 2.5

millones de dólares en explorar y explotar petróleo, pero sin ninguna ganancia, ya que la producción diaria que rendían sus pozos era de 200 barriles.

Gracias a la aportación de un préstamo por parte del banco de San Luis Potosí, y a los conocimientos del Ingeniero Ezequiel Ordoñez, la empresa obtuvo con éxito la localización de importantes yacimientos que producían en un sólo pozo, 1,500 barriles diarios de petróleo, este fue el inicio de lo que sería la formación de una gran fortuna para los empresarios norteamericanos, los cuales deciden seguir invirtiendo en la adquisición de grandes porciones de tierra, valiéndose de todo tipo de recursos: desde la extorsión y el soborno hasta el asesinato.

Por medio de sus buenas relaciones con el presidente Díaz, pudieron obtener, entre otros muchos contratos, el del ferrocarril, que se comprometía a comprar 6 mil barriles diarios de petróleo para sus locomotoras.

Porfirio Díaz, gobernaba el país a favor de un grupo conservador con una mentalidad mercantilista. La atracción de capitales al país, dio pie a la creación de un emporio petrolero en los estados de Tampico, Veracruz y San Luis Potosí, a manos del Norteamericano Doheny. Debido a la fuerza económica que adquirió, el país mostraba ya signos de desestabilización. Era preciso un control por parte del gobierno, de esa influencia que se desarrollaba visiblemente en la región.

Se decide entonces buscar un equilibrio de fuerzas, brindando ahora, apoyo para el empresario inglés Weetman Dickinson Pearson, quien ya contaba con inversiones en el sureste mexicano, explorando y explotando algunos yacimientos petroleros. Pearson, a diferencia de Doheny, no compró grandes propiedades sino que las rentó, pero siempre asegurando su negocio en todos los términos, legales y no legales.

Las bondades de todas estas leyes y los intereses personales de Porfirio Díaz ocasionaron que los inversionistas ingleses tuvieran que competir con las compañías norteamericanas ya establecidas, de igual manera los capitales alemanes buscaron todo el tiempo la oportunidad de tener acceso a estas inversiones, lo que conllevó a conflictos económicos y políticos muy importantes.

LA REVOLUCIÓN

Durante marzo de 1911, los Estados Unidos dejaron ver claramente su desacuerdo a las políticas pro-europeas que había adoptado el General Díaz, y su postura en cuanto a la revolución, fue por un lado observar a un Porfirio Díaz totalmente debilitado e incapaz de controlar al país (algunos historiadores lo atribuyen al exceso de sobrestima en la que Díaz puso a Madero) y por otro lado, consentir a un Francisco Madero hacer sus preparativos para entrar a la lucha armada sin presentar ningún obstáculo importante al envío de armas norteamericanas a los revolucionarios. Así mismo, el gobierno norteamericano destacó unidades militares en toda la frontera mexicana y enviaron barcos de guerra a puertos mexicanos.

Durante este período, las compañías petroleras norteamericanas esperaban que con base en la ayuda que les pudiera brindar Madero, se lograran cambiar de alguna manera las políticas pro-británicas, implantadas por el General Díaz.

En 1912 políticos y periodistas norteamericanos y mexicanos acusaron repetidamente a la Standard Oil Company de Nueva Jersey, de ser quien financiaba la revolución Maderista, sin que se pudiera comprobar nada al respecto:-

Francisco I. Madero tomó posesión como presidente el 6 de noviembre de 1911 y entonces México empezó a recibir grandes presiones por parte de los gobiernos Norteamericano, Británico, Alemán y Francés. "El 15 de septiembre de 1912, el gobierno norteamericano había enviado su nota de protesta más enérgica hasta entonces. En ella se culpaba al gobierno mexicano de discriminar a empresas y ciudadanos norteamericanos. Se citaba por ejemplo la promulgación de un impuesto sobre el petróleo crudo"... (Fredrich Katz, la guerra secreta de México t. 1).

Pero un año más tarde, dado que el gobierno de Madero había desencadenado fuerzas sociales que no podía controlar, "Los gobiernos de las grandes potencias y la gran mayoría de los intereses económicos extranjeros apoyaron entonces el golpe de estado que derrocó al gobierno de Madero. Pero después del asesinato del presidente Madero, sólo hubo desacuerdos respecto a quien debía sustituirlo"⁴.

Los europeos favorecían a Huerta, en tanto que el embajador norteamericano Henry Lane Wilson prefería al general Félix Díaz, sobrino del general Porfirio Díaz. Sin embargo, esta fue la única ocasión en el transcurso de la revolución mexicana, en que todas las potencias y sus respectivos intereses económicos se mostraron de acuerdo en sus actitudes frente a los conflictos internos de México, esto era la eliminación de Madero.

Cuando Victoriano Huerta mandó asesinar al presidente Madero después de la decena trágica y comenzó su régimen presidencial de 15 meses, el robo y la extorsión caracterizaron a todo su gabinete, y nadie ha descrito este hecho mejor, que uno de los simpatizantes más entusiastas de Huerta: Paul Von Hintze, quien comentó en su momento, “El gobierno exhibe una corruptibilidad y depravación que excede todo lo anteriormente conocido. Todos parecen querer robar tan de prisa como puedan, porque saben que no disponen de mucho tiempo”¹⁴.

Los diferentes tipos de intereses norteamericanos en México, lograron generar una serie de contradicciones difíciles de entender durante los años de **1910 a 1914**, ya que de la misma manera en que éstos apoyaron a la dictadura de Díaz, contribuyeron también a su derrocamiento. Y si apoyaron el levantamiento de Huerta contra Madero, también decidieron ocasionarle la salida al frente del gobierno.

Pero esto no quiere decir que los capitales estadounidenses estuvieran siempre de acuerdo en cada postura que tomaban entre sí para lograr objetivos, dentro de estos grupos existía también una división ocasionada por los tipos de negocios a los que se dedicaban, los cuales iban desde la agricultura, la minería, los ferrocarriles, las medianas empresas, hasta los bonos del gobierno, y el petróleo.

De este modo, eran tan cambiantes las políticas seguidas por las compañías norteamericanas, que cabe resaltar la actitud que tomaron para presionar a su propio gobierno a que reconociera el gobierno de Huerta, pero tan sólo 20 días después, trataban de convencer a su gobierno de que tomara medidas tendientes a conducir dos cosas:

1. La renuncia de Huerta
2. La propagación de la guerra civil en México

La Mexican Petroleum Company del empresario Doheny, se negó a pagar impuestos al gobierno de Huerta y decidió pagárselos a Carranza. Este recibió de la Mexican Petroleum Company durante los años 1913 y 1914, un total de 685,000 dólares.

Entre 1910 y 1913 la producción mexicana de petróleo había experimentado un considerable aumento. Pasó de 3.5 millones de barriles en 1910 a 16.5 millones de barriles en 1912.

A escala mundial, México había avanzado del séptimo al tercer lugar en la extracción de petróleo, y para 1912 producía un total de 4.07 por ciento de la producción mundial.

La competencia norteamericana-británica adquirió un carácter totalmente nuevo, hasta 1910 se desarrolló esencialmente en torno a un propósito limitado: la conquista del mercado mexicano para el petróleo refinado, cuyo valor se estimaba en 300,000 dólares.

Después de 1911, sin embargo, se luchó por las fuentes petrolíferas. Con base en el considerable aumento de la producción de petróleo, se suponía que México pronto ocuparía el primer lugar en la producción mundial de petróleo.

Cuando Venustiano Carranza, al frente de su ejército, tomó posesión de la capital mexicana, comenzó su etapa de gobierno, y con ello, las nuevas maneras de gobernar, así como las nuevas políticas a seguir.

Junto con sus seguidores, acordó la necesidad de limitar el poder de las compañías extranjeras, principalmente las norteamericanas y exigía una acción decisiva contra el capital extranjero, algunos de los dirigentes carrancistas sólo pedían mayores impuestos y mayor control estatal de los intereses extranjeros; otros pedían la expropiación total de estas empresas.

Tres años de incesante guerra civil y de lucha continua con los grupos guerrilleros de Villa y Zapata, habían dejado agotado al país. Por lo que una gran parte de la tierra cultivable permanecía sin sembrar. Tanto la producción agrícola como la industrial, habían descendido bruscamente desde 1913. No había sino una sola fuente que pudiera proporcionar al gobierno mexicano los recursos necesarios para construir el país: las grandes

compañías extranjeras, que antes habían estado prácticamente exentas del pago de impuestos.

La primera guerra mundial y el auge económico derivado de ella, habían creado una gran demanda de materias primas y habían dado lugar, por lo tanto, a un aumento de la producción petrolera. El 6 de diciembre de 1915, el presidente Carranza anunció importantes aumentos en los impuestos sobre el petróleo producido en México. La justificación de tal medida, era que el petróleo sólo beneficiaba a las industrias extranjeras, mientras que al país no le dejaba nada, la exención de los impuestos. “Esta exportación representa una disminución de nuestros recursos naturales, y por lo tanto el petróleo, que es exportado del país y no beneficia a sus habitantes, debe ser gravado con el fin de compensar esta pérdida para el país”¹⁴.

Con la esperanza de aliviar las tensiones y permitir al gobierno mexicano obtener nuevos ingresos, sin gravar a las compañías norteamericanas, el gobierno de Wilson, intentó ayudar al gobierno de Carranza para obtener un préstamo en los Estados Unidos, pero todos estos esfuerzos se malograron la noche del 9 de marzo de 1916 cuando una fuerza de quinientos mexicanos atacó el pueblo de Columbus en el estado de Nuevo México, al grito de “Viva Villa” y “Viva México”. Según todos los indicios el jefe del ataque fue Francisco “Pancho” Villa.

Cuando el caos de la Revolución dio paso a un cierto orden (mínimo), se empezó a dirigir la atención del gobierno mexicano hacia la industria petrolera, surgiendo así, la Comisión Técnica del Petróleo, nueva ley que elevaba los impuestos sobre exportación y revisaba las reglas para las concesiones y la producción, decretando dicha Comisión el 7 de abril de 1916, un informe que dice:

“Por todas las razones expuestas, creemos justo restituir a la Nación lo que es suyo, la riqueza del subsuelo, el carbón de piedra y el petróleo, para que la disfruten solamente quienes apliquen su inteligencia, su trabajo y su capital a la explotación científica de esta industria. Dejar subsistentes los monopolios que formó la dictadura, equivale a matar la independencia económica de la industria mexicana, a consagrar el acaparamiento del combustible mineral, por respetar una Ley contraria a la Constitución, a la jurisprudencia de un siglo y a las bases científicas de nuestra legislación minera”¹⁵.

“Venustiano Carranza, propuso un impuesto a la exportación del petróleo y aguardaba ansiosamente el día en que los mexicanos pudieran poseer y administrar sus propias industrias. Así, recalaba, México podría llegar a ser autosuficiente aunque sólo fuera en parte.

Había aprendido esa lección durante la primera guerra mundial, cuando a pesar de las lucrativas ventas de materias primas a otros países, los mexicanos no pudieron comprar los bienes manufacturados que necesitaban”⁴.

LA CONSTITUCIÓN

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, promulgada el 5 de febrero de 1917, en su artículo 27, párrafo 4, dice:

“Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales y substancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales, metaloides utilizados en la industria, los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas. Los productos derivados de la descomposición de las rocas cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los fosfatos susceptibles de ser utilizados como fertilizantes, los combustibles minerales sólidos, el petróleo y todos los carburos de hidrógenos sólidos, líquidos o gaseosos”.

(a) “Sólo los mexicanos por nacimiento o por naturalización y las sociedades mexicanas, tienen derecho para adquirir el dominio de las tierras, aguas y sus accesorios, o para obtener concesión de explotación de minas, aguas o combustibles minerales en la República Mexicana. El Estado podrá conceder el mismo derecho a los extranjeros, siempre que convengan a la Secretaría de Relaciones en considerarse nacionales respecto de dichos bienes y en no invocar, por lo mismo, la protección de sus gobiernos, por lo que se refiere a aquéllos; bajo la pena en caso de fallar al convenio, de perder en beneficio de la Nación, los bienes que hubieren adquirido en virtud del mismo”.

En una franja de 100 kilómetros a lo largo de las fronteras y de 50 kilómetros en las playas, por ningún motivo podrán los extranjeros adquirir el dominio directo sobre tierras y aguas”.

Y en su párrafo segundo, determina:

“Las expropiaciones sólo podrán hacerse por causa de utilidad pública y mediante indemnización”.

Bajo estas leyes, se empieza a dar una campaña de desprestigio contra México en el extranjero, manejándose incluso, versiones en el sentido de poder sufrir una invasión por parte de los Estados Unidos, quienes eran los más afectados por todas estas medidas.

Pero en febrero de este mismo año de **1917**, el señor Arthur Zimmermann, Secretario de Estado del Ministerio de Asuntos Exteriores de Alemania, envió por medio de su embajador en México, un telegrama en donde el Gobierno Alemán ofrecía a México una alianza dentro del marco de la primera guerra mundial, ofreciendo al gobierno de Carranza un “generoso apoyo financiero y un compromiso de nuestra parte, que México ha de reconquistar el territorio perdido en Texas, Nuevo México y Arizona”.

En los Estados Unidos, existía una divergencia de opinión en cuanto a México, por un lado las compañías petroleras se proponían el derrocamiento violento del gobierno, y por otro, la administración de Wilson estaba resignada a que Carranza permaneciera en el poder hasta el fin de la primera guerra mundial.

“Continuaremos luchando hasta que, como espero, recibamos ayuda de Alemania”, le había dicho Carranza al ministro alemán en México en **1917**. Entonces, obviamente abrigaba la esperanza de que al concluir la primera guerra mundial una Alemania victoriosa, o cuando menos no derrotada, le proporcionaría los medios para romper el bloqueo económico norteamericano y vencer a sus enemigos internos (Villa, Zapata y Félix Díaz). Cuando la guerra terminó, en noviembre de **1918** con la derrota de Alemania, sus esperanzas se vinieron abajo.

Entonces tuvo que enfrentar una amenaza exterior mucho más peligrosa que las anteriores, al mismo tiempo que resurgía una fuerte oposición interna.

Los Estados Unidos salieron de la primera guerra mundial como la potencia mundial más poderosa del mundo, tanto en lo económico como en lo militar. En lugar del pequeño ejército regular al que se había enfrentado en **1916**,

Carranza vio ahora a su país amenazado por una enorme fuerza de varios millones de hombres. En términos económicos, durante la guerra, los Estados Unidos habían logrado alcanzar una preponderancia económica sin precedentes; en tanto que las inversiones europeas en México se redujeron drásticamente durante las fases más violentas de la revolución mexicana, las inversiones norteamericanas siguieron aumentando.

Ante esto, Carranza trató entonces de obtener el apoyo de las pequeñas compañías petroleras, para contrarrestar la enorme influencia de los grandes productores de petróleo.

Los esfuerzos de Carranza por ganar el apoyo de Inglaterra y Francia contra los Estados Unidos, fueron en muchos aspectos similares a los de Porfirio Díaz.

Como Díaz, antes que él, Carranza creía que la mejor manera de lograr este objetivo consistía en otorgar concesiones importantes a las compañías británicas y francesas. En cierto sentido, tal política parecía ofrecer aún más posibilidades de éxito en 1919, que antes de 1910. La producción petrolera mexicana había aumentado dramáticamente entre 1910 y 1919, al punto de que México era considerado ya como uno de los principales países exportadores de petróleo.

Las razones de la negativa de Inglaterra y Francia a reanudar la política tradicional que habían seguido durante el Porfiriato, son diversas. En parte, simplemente reflejaban el hecho de que en ese momento se sentían demasiado débiles para desafiar al recién incrementado poderío de los Estados Unidos, en un país que muchos consideraban como el traspatio de éstos.

Venustiano Carranza, había perdido el apoyo no sólo de grandes sectores del movimiento obrero y campesino, quienes estaban desilusionados por su oposición a las reformas, sino también de la clase media y de la nueva burguesía, que eran los principales beneficiarios de la revolución. En opinión de estos grupos, Carranza había sido incapaz de restablecer la paz.

A medida que se desarrollaba la campaña electoral, Obregón y sus partidarios en el estado de Sonora, fueron objeto de hostigamiento por parte de las autoridades carrancistas. En los primeros meses de 1920, Carranza

intentó dar un golpe decisivo en Sonora, enviando tropas federales a ocupar el estado. Entonces, el gobernador Adolfo de la Huerta, que apoyaba la candidatura presidencial de Obregón, se rebeló contra Carranza.

El 23 de abril de 1920 los rebeldes dieron a conocer el Plan de Agua Prieta, que acusaba a Carranza de haber traicionado la revolución, exigían su destitución y nombraban a Adolfo de la Huerta presidente provisional. Después de que la inmensa mayoría del ejército revolucionario secundó el movimiento, Carranza trató de huir de la ciudad de México a Veracruz, con su gobierno, pero los ataques de los rebeldes al tren presidencial, obligaron a Carranza a internarse en las montañas de la región de Puebla en donde los rebeldes le dieron alcance a él y a sus acompañantes, en la aldea de San Antonio Tlaxcalalongo, en donde le dieron muerte²⁴.

La posición de Estados Unidos en 1920, después del asesinato de Venustiano Carranza, quedó perfectamente establecida: presionaba para derogar los decretos petroleros de Carranza.

Washington se abstuvo de reconocer el nuevo gobierno de Obregón hasta que no se arreglara el asunto petrolero. Finalmente se reanudaron las relaciones después de firmar los Acuerdos de Bucareli, en 1923, que convertían los derechos de propiedad de las compañías petroleras, en concesiones prácticamente indefinidas, al tiempo que gravaban con un nuevo impuesto sobre producción, supuestamente para financiar las reparaciones de la guerra.

Esta situación fue alterada nuevamente por una ley en 1925, que reglamentó el Artículo 27 de la Constitución, en donde aclaraba que la posesión del subsuelo, por parte de la Nación, era inalienable y se limitaban las concesiones a treinta años.

Algunos, pero importantes párrafos substanciales de esta Ley del Petróleo, expedida por Plutarco Elías Calles el 31 de diciembre de 1925, se presentan a continuación:

“Corresponde a la Nación el dominio directo de toda mezcla natural de carburos de hidrógeno que se encuentren en su yacimiento, cualquiera que sea su estado físico”.

En esta ley se comprende con la palabra petróleo, a todas las mezclas naturales de hidrocarburos que lo componen, lo acompañan o se derivan de él, (obviamente se incluye el gas natural), es decir, no existe ninguna división entre productos primarios o secundarios, derivados de dichas mezclas.

El dominio directo de la nación sobre el petróleo es inalienable e imprescriptible y sólo mediante autorización del Ejecutivo Federal, podrán llevarse a cabo los trabajos que requiere la industria petrolera.

En este punto, la ley contempla la necesidad de explotar sus yacimientos, aclarando que es la única propietaria, pero por no contar con la infraestructura adecuada para llevar a cabo los trabajos en materia petrolera, concede los derechos de trabajo, bajo las siguientes restricciones:

“Los derechos derivados de concesiones otorgadas conforme a esta ley, no se transferirán en todo o en parte a gobierno o soberanos extranjeros, ni se admitirán a éstos como socios o coasociados, ni se constituirá a su favor ningún derecho sobre aquellos”.

“Las concesiones serán hechas hasta por 30 años”.

Pero hubo tantas protestas, inclusive requerimientos por la intervención militar de los Estados Unidos, que un decreto en 1928 volvió a revisar la ley, permitiendo concesiones ilimitadas.

En 1931, el gobierno decretó un nuevo Código del Trabajo, mismo que requería que un 90 por ciento del total de los empleados de las compañías, fueran ciudadanos mexicanos, que se capacitara a los mexicanos para ocupar el lugar de los técnicos extranjeros y que se permitiera que los sindicatos inspeccionaran las cuentas de cualquier empresa comercial.

LA EXPROPIACIÓN

En 1935 el general Lázaro Cárdenas alentó la formación del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) unificando a un par de docenas de sindicatos independientes -y a la sazón, revolucionarios- bajo un sólo líder.

A lo largo de **1936** y principios de **1937**, el nuevo sindicato trató de negociar su primer contrato colectivo con las compañías petroleras.

Finalmente, en mayo de **1937**, el STPRM se declaró en huelga por el nuevo contrato y específicamente, porque la compañía se negó a permitir que el sindicato inspeccionara sus libros.

Para asombro de las compañías, el gobierno reconoció la huelga como **“conflicto de orden económico”** y por primera vez, lo refirió a arbitraje. Cuando las compañías apelaron a la Suprema Corte de Justicia, el dictamen fue confirmado el primero de marzo de **1938**.

El día 9 de marzo el presidente Lázaro Cárdenas apunta:

“Soy optimista sobre la actitud que asumiré la Nación en caso de que el gobierno se vea obligado a obrar radicalmente. Considero que cualquier sacrificio que haya que hacer en el presente conflicto, lo hará con agrado el pueblo”.

A las 22:00 horas del 18 de marzo, Cárdenas se dirige a la Nación, en un mensaje que participa el paso trascendental que da el gobierno de México, reivindicando la riqueza petrolera que explotaban las empresas extranjeras.

“He hablado -dice Cárdenas- al pueblo pidiendo su respaldo, no sólo por la reivindicación de la riqueza petrolera, sino por la dignidad de México que pretenden burlar extranjeros que han obtenido grandes beneficios de nuestros recursos naturales, y que abusan considerándose ajenos a los problemas del país”.

Doscientas mil personas aclamaron en el Zócalo al presidente Cárdenas e hicieron colas en el palacio de Bellas Artes para hacer su contribución al pago de la deuda.

La ignominia esta vez fue lavada, al fin, el Artículo 27 se cumplía a la letra.

El decreto que expropia, a favor del patrimonio de la Nación, los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a las compañías petroleras, que se negaron a acatar el laudo (decisión) del 18 de Diciembre de **1937**, del Grupo Número 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje, se transcribe a la letra enseguida:

Artículo primero: “Se declaran expropiados por causa de la utilidad pública y a favor de la Nación, la maquinaria, instalaciones, edificios, oleoductos, refinerías, tanques de almacenamiento, vías de comunicación, carros-tanque, estaciones de distribución, embarcaciones y todos los demás bienes muebles e inmuebles de propiedad de las compañías extranjeras. Todo esto en cuanto sean necesarios a juicio de la Secretaría de la Economía Nacional para el descubrimiento, captación, conducción, almacenamiento, refinación y distribución de los productos de la industria petrolera”.

Artículo segundo: “La Secretaría de la Economía Nacional, con intervención de la Secretaría de Hacienda como administradora de los bienes de la Nación, procederá a la inmediata ocupación de los bienes materia de expropiación y a tramitar el expediente respectivo”.

Artículo tercero: “La Secretaría de Hacienda, pagará la indemnización correspondiente a las compañías expropiadas, de conformidad con lo que disponen los Artículos 27 de la Constitución, 10, y 20 de la Ley de Expropiación, en efectivo y en un plazo que no exceda los 10 años. Los fondos para hacer el pago los tomará la propia Secretaría de Hacienda del tanto por ciento que se determinará posteriormente de la producción del petróleo y sus derivados que provengan de los bienes expropiados y cuyo producto será depositado, mientras se siguen los trámites legales, en la Tesorería de la Federación”.

Artículo cuarto: “Notifíquese personalmente a los representantes de las compañías expropiadas y publíquese en el Diario Oficial de la Federación”.

LEYES QUE RIGEN A PETRÓLEOS MEXICANOS

Existen un sin número de leyes que conforman el Marco Normativo para Petróleos Mexicanos y subsidiarias, pero entre las más importantes están:

-Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: Establece que corresponde a la Nación el dominio directo del petróleo y de todos sus derivados y que no se darán concesiones ni contratos para la explotación de éstos, ya que la Nación la llevará a cabo por conducto de los organismos creados para ello.

-Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, en el Ramo del Petróleo, publicada el 29 de noviembre de 1958 y sus reglamentos del 25 de agosto de 1959 y del 9 de febrero de 1971.

Definen que el objetivo de Petróleos Mexicanos es la explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta de primera mano del petróleo, el gas natural y los productos que se obtengan de la refinación de éstos; así como la elaboración, almacenamiento, transporte, distribución y venta de primera mano del gas artificial y de aquellos derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, es decir, todas las actividades de orden técnico, industrial y comercial que constituyen las industrias petrolera y petroquímica básica que se realicen en el país.

-Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, publicada el 6 de febrero de 1971 y su Reglamento del 10 de agosto de 1972.

Establece que Petróleos Mexicanos es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio; determinan que Petróleos Mexicanos será dirigido y administrado por un Consejo de Administración y un Director General y establecen, así mismo, las bases generadas para la operación del Organismo.

-Reglamento de Trabajos Petroleros, publicado el 21 de febrero de 1973.

Reglamenta las diversas actividades relacionadas con la industria petrolera, como son:

La explotación, la perforación, la producción, el taponamiento de pozos, el transporte por tuberías y el almacenamiento de productos petroleros, así como la construcción y el uso de plantas de almacenamiento y distribución de productos; incluyendo las obras y trabajos necesarios para las ampliaciones y modificaciones substanciales de instalaciones existentes.

CAPITULO IV

MANEJO DEL GAS NATURAL

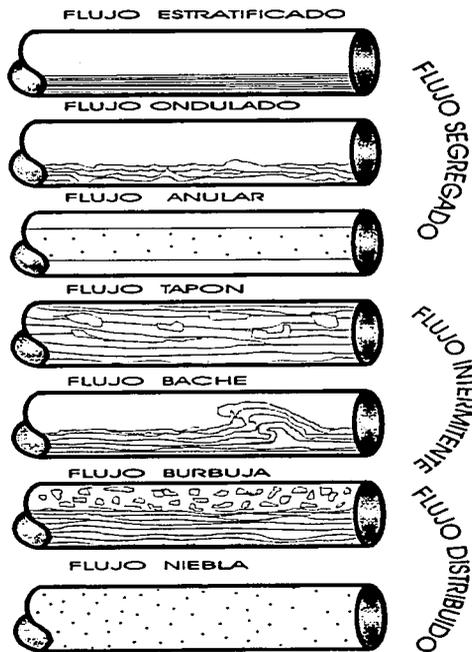
CARACTERÍSTICAS DE LOS HIDROCARBUROS

La característica típica de la producción de un pozo, es un flujo turbulento formado por una mezcla de hidrocarburos gaseosos y líquidos, en constante expansión e íntimamente mezclados con agua, vapor de agua, sólidos y algunas otras impurezas.

La formación de las mezclas gas-líquido se lleva a cabo, por diferentes factores:

Cuando estos hidrocarburos fluyen desde el yacimiento hasta la superficie, su presión y temperatura originales disminuyen continuamente, ocasionando que se libere el gas del líquido, que el vapor de agua se condense y que parte del efluente cambie sucesivamente de líquido a burbuja, a niebla y gas libre; por su parte, el gas arrastra partículas de líquido y el líquido lleva en su corriente burbujas de gas.

“Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una

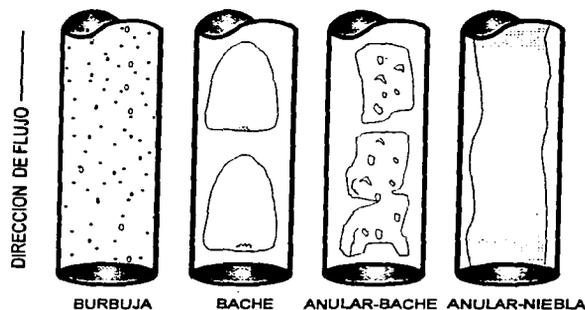


Gráfica 4.1 PATRONES EN FLUJO HORIZONTAL OBSERVADOS POR BEGGS.

distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo”¹⁵.

Por lo anterior, es indispensable conocer cuáles son los patrones de flujo que pueden presentarse en el manejo de mezclas de hidrocarburos

en tuberías, para ello existen varios estudios bien definidos, entre los que destacan los realizados por Beggs y Orkiszewsky, tanto para el transporte en tuberías horizontales como verticales respectivamente, como puede observarse en las gráficas 4.1 y 4.2.



Gráfica 4.2. CONFIGURACIONES GEOMETRICAS EN FLUJO VERTICAL

“La comprensión de los mecanismos y características del flujo de dos o más fases, en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general, para obtener la máxima producción con las menores pérdidas de energía.

La capacidad de flujo de un sistema integral de producción, está en función de parámetros como: longitud y diámetros de tuberías, grado de inclinación, regímenes de flujo, propiedades de los fluidos, condiciones de presión y temperatura, etc., con los que se determinan las pérdidas de presión de las mezclas de fluidos desde el radio de drene del pozo hasta la batería de separación”.

Todas estas mezclas de hidrocarburos una vez que han sido producidas en la superficie, requieren de un tratamiento para separar el gas y el líquido, procurando manejar ambas fases por separado, de una manera estable.

El proceso inicial que se aplica a estos hidrocarburos, tiene también por objeto, eliminar las impurezas que arrastran tanto el gas como el líquido o ambos compuestos en la mezcla.

En el caso del gas natural, el proceso que éste sigue, una vez separado del líquido, consiste básicamente en:

1. Recuperar los vapores de hidrocarburos condensables.
2. Eliminar el vapor de agua condensable.
3. Eliminar o remover otros componentes indeseables, como ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

La recuperación de hidrocarburos condensables se lleva a cabo en las instalaciones para procesamiento del gas mediante la aplicación de principios físicos simples; por ejemplo, estos hidrocarburos pueden condensarse y separarse de una corriente de gas, incrementando la presión y reduciendo la temperatura. También, pueden separarse por absorción o por adsorción con desecantes.

Por su parte, el agua puede removerse por adsorción con un desecante, absorbiéndola con glicol, o por enfriamiento del gas.

El ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono pueden removerse mediante reacción química con otros compuestos, por adsorción o por absorción.

Dentro de las líneas de conducción en la superficie, también se presentan varios de estos cambios, por ejemplo, existen líneas que aparentemente manejan sólo líquidos o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la línea, hay vaporizaciones de líquidos o condensaciones de gas, dando lugar a un flujo de dos fases. En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de las compresoras y equipo de procesamiento, en cantidades apreciables.

Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, son las siguientes:

1. En campos de aceite y gas, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado el gas debe quemarse, ocasionando que casi la totalidad de aceite ligero, arrastrado por el flujo de gas, también se queme provocando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.

2. Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquidos, ya que éstos en compañía de sustancias como el azufre o el bióxido de carbono ocasionan problemas, tales como la corrosión y la abrasión del equipo de transporte, así como aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de transporte de las líneas.

Como ejemplo de equipos de separación existen dentro de la industria petrolera los siguientes:

1. Separadores Convencionales.
2. Separadores de baja temperatura.
3. Eliminadores.
4. Depuradores.

Dentro de estos procesos de separación existen factores muy importantes que afectan la eficiencia de la separación de gas y líquidos, a continuación se mencionan los principales:

1. Tamaño de la partícula de líquido.
2. La distribución del tamaño de la partícula de líquidos y el volumen de líquido que entra al separador.
3. La velocidad del gas.
4. La presión de separación.
5. La temperatura de separación.
6. La densidad del líquido y del gas.
7. La viscosidad del gas.

Para su transporte por tuberías y comercialización, el gas natural debe cumplir con ciertas especificaciones, entre las que se incluyen contenidos máximos de: agua, hidrocarburos condensables y contaminantes como el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. Probablemente, el agua es la impureza más indeseable que pueda encontrarse en el gas natural no procesado. Por tal motivo, las razones más importantes por las que es necesario deshidratar el gas, son las siguientes:

1. El agua y el gas natural pueden formar hidratos que obstruyen las líneas de conducción y el equipo.
2. El gas que contiene agua con (H₂S) o (CO₂) es altamente corrosivo.
3. El vapor de agua puede condensarse en las tuberías y provocar condiciones de flujo no permanente.

Como ya se mencionó anteriormente, el gas natural contiene, por lo general, ácido sulfhídrico (H₂S) y bióxido de carbono (CO₂), conocidos como “gas amargo” el primero o “gases ácidos”, debido a que en solución en el agua, forman soluciones ácidas que pueden ser dañinas, de acuerdo a su concentración. Estos gases, -principalmente el ácido sulfhídrico- son muy indeseables y a menos que estén presentes en cantidades pequeñas, deben eliminarse de la corriente de gas, primordialmente por el hecho de que el ácido sulfhídrico es un gas tóxico que no puede ser usado como combustible doméstico.

En presencia de agua, este ácido es extremadamente corrosivo y puede provocar fallas prematuras en las válvulas, líneas de conducción y recipientes a presión. La mayoría de las especificaciones para líneas de conducción limitan el contenido de H₂S a 0.25 gramos por cada 100 pies cúbicos de gas, lo que equivale a aproximadamente 4 partes por millón (ppm)⁷.

La eliminación del CO₂ no siempre es indispensable, sin embargo, puede ser necesaria si el gas se envía a plantas criogénicas a fin de prevenir su solidificación. Aunque en menor grado, también es altamente corrosivo en presencia de agua.

La mayoría de los procesos de tratamiento que eliminan el ácido sulfhídrico, también remueven el bióxido de carbono; por lo tanto, ambos volúmenes pueden sumarse para obtener el volumen total de gas ácido a remover.

El término “gas amargo”, se usa para referirse al gas natural que contiene H₂S en cantidades mayores a los límites aceptables. O también con el nombre de “gas dulce”, se conoce aquel que no tiene cantidades significativas de H₂S o que ha sido endulzado mediante tratamiento.

Uno de los compuestos más usados para eliminar los gases ácidos, es una

solución en agua de monoetanolamina (MEA), otros también usados comúnmente son la dietanolamina (DEA) y el sulfinol. Los dos primeros promueven gases ácidos mediante una reacción química, mientras que el sulfinol actúa por reacción química y absorción física. Existen otros procesos de endulzamiento del gas natural, sin embargo, los tres mencionados son los más útiles.

Uno de los problemas más comunes que se presentan en el transporte de gas natural, es la formación de hidratos de hidrocarburos. El gas que se produce de un pozo o se obtiene por separación del aceite, casi siempre contiene cantidades considerables de vapor de agua, el cual puede condensarse y promover la formación de hidratos, los que a su vez, pueden obstruir parcial o totalmente los sistemas de transporte.

Los hidratos son compuestos cristalinos, formados por la combinación química del gas natural y el agua bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, las cuales son considerablemente mayores que el punto de solidificación del agua. Se ha comprobado que el flujo turbulento acelera la formación de hidratos, mientras que un régimen laminar tiende a prevenirla.

Para que se formen los hidratos, se requiere la saturación del gas con vapor de agua. En la mayoría de los sistemas de conducción, el agua entra a la tubería en forma de vapor y el enfriamiento causado por el flujo, provoca la condensación de éste, lo que conduce a las condiciones propicias para la formación de hidratos.

Para prevenir la formación de hidratos en la producción del gas natural, es necesario definir y evitar las condiciones que promueven la formación de hidratos, siendo el método más efectivo la deshidratación del gas; este método, aplicado correctamente, permite reducir el contenido de vapor de agua en el gas a tal grado que, bajo condiciones de presión y temperatura esperadas en cualquier punto de la línea, no se obtenga la condensación de agua y así manejar el gas con la seguridad de que no se tendrán taponamientos por hidratos.

Otros métodos para evitar estos hidratos son:

1. Aplicación de calor,
2. Reducción de presión, e
3. Inyección de inhibidores.

Tanto en las tuberías troncales, como en las líneas de distribución o salida de instalaciones, debe odorizarse el gas natural de acuerdo con los siguientes puntos:

1. La concentración del odorante debe ser tal, que permita ser fácilmente detectable en concentraciones de aproximadamente el 20 por ciento del límite inferior de explosividad de dichos gases.
2. De acuerdo con la concentración permitida, el odorante no deberá ser nocivo a las personas o a los materiales con los que está en contacto, ni ser tóxicos sus productos de combustión.
3. El equipo para odorizar debe seleccionarse de tal manera que le permita dosificar continua y correctamente el odorante en las concentraciones que sean necesarias.
4. La dependencia que opere el sistema, deberá realizar muestreos periódicos del gas transportado para asegurar que el odorante se encuentra en la cantidad requerida.

TRANSPORTACIÓN DEL GAS

El transporte del gas natural, desde los pozos productores hasta las plantas de tratamiento, los centros de consumo y las ciudades, ha evolucionado considerablemente en el presente siglo, a tal grado que en la actualidad es una de las ramas más importantes de la industria petrolera en general y de la industria del gas natural en particular.

A medida que han aumentado, la longitud, el diámetro y las presiones de operación de las líneas conductoras de gas a alta presión, han ido multiplicándose también los problemas de ingeniería inherentes a ellas. La solución de muchos de esos problemas ha hecho posible la realización de los sistemas de conducción de gran longitud y la consecuente utilización en gran escala del gas natural. La utilización del gas natural comenzó el mismo día que se construyó la primera línea conductora y desde entonces ha dependido casi enteramente del desarrollo de los sistemas de transporte.

Los factores que influyen de manera directa en el flujo de gas por tuberías conductoras, son numerosos y variados, aunque pueden dividirse de manera general, en dos clases:

1. Los relativos a las tuberías y a los gases que transportan.
2. Los que se refieren a las características de construcción y de operación de las líneas.

En el primer caso se incluyen las dimensiones y condición de la tubería como son; longitud, diámetro, rugosidad válvulas, conexiones, etc., las propiedades del gas fluyente (densidad, viscosidad) y características del régimen de flujo (laminar, turbulento, tapón o transitorio). Las relaciones entre estos factores constituyen la base de la que se derivan las fórmulas para cálculo de flujo en gasoductos.

En el segundo caso los factores que influyen en el flujo de gas a lo largo de las líneas conductoras, lo constituye cualquier material extraño a la conducción, como pueden ser: destilados, herrumbres, polvo, parafina, asfaltenos, etc., o bien, cualquier característica constructiva u operativa que tenga relación con la resistencia al flujo, o que resulte en una disminución del diámetro efectivo de la tubería. Generalmente estos factores son particulares de cada sistema de conducción y por esta razón raramente se consideran en las fórmulas para el cálculo del flujo. Sin embargo, sus efectos han sido estudiados y se han expresado en términos de reducción de la eficiencia del gasoducto para transportar gas.

“Los resultados que se obtienen, al utilizar los diferentes procedimientos de cálculo, pueden variar ampliamente, debido a las suposiciones que se hacen al deducir las fórmulas y al adaptarlas a formas prácticas”⁷.

En todo transporte de grandes volúmenes de gas, se requiere de sistemas de recolección y distribución que permitan una óptima utilización, y que satisfaga la demanda de gas dentro de las condiciones de operación requeridas.

Para ello, el diseño, la selección de materiales, construcción, armado, prueba de operación, mantenimiento y la inspección de tuberías para transporte de

gas, están regidas por normas establecidas y aceptadas por las diferentes instituciones, dependencias o empresas y personal involucrado en la industria del gas natural.

En el caso de México, se dispone de diferentes normas publicadas por Petróleos Mexicanos, aplicables a la industria petrolera en general y en particular a lo relacionado con el gas natural, las normas son:

1. NSPM A VIII-1 "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte". Norma de seguridad de Petróleos Mexicanos, revisión 4, diciembre 1984.
2. Reglamento de trabajos petroleros, Diario Oficial del 27 de febrero de 1974.
3. Norma No. 2.423.01: "Redes de distribución de gas natural". Norma para proyecto de obras de Petróleos Mexicanos, segunda edición, 1986.
4. Norma No. 2.374.08: "Sistemas de tuberías de transporte y distribución de gas-diseño". Norma para proyecto de obras públicas de Petróleos MEXICANOS. primera edición, 1981.
5. Norma No. 3.374.01: "Sistemas de transporte de petróleo por tubería". Norma de Petróleos Mexicanos.

Estas normas se complementan entre sí y se basan, en parte, en las ediciones más recientes de otros códigos y normas establecidos por diversas asociaciones e institutos reconocidos a nivel internacional, como son:

1. ANSI; Estándar Nacional Americano. Código para tuberías a presión.
2. ASME; Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos. Sección II. Materiales.
3. ASTM; Sociedad Americana de Pruebas y Materiales.

Además, deben cumplirse los ordenamientos contenidos en las diferentes

publicaciones gubernamentales, tales como leyes, reglamentos, etc.

Uno de los problemas al cual tuvo que hacer frente la industria del gas natural y por ende Pemex, es el del transporte. En el caso de México, al igual que en otras partes del mundo, las soluciones, adquieren mayor grado de dificultad por lo extendido del territorio, ya que la relativa concentración de las zonas productoras y su lejanía de los centros consumidores obliga a desarrollar un transporte que distribuya con eficiencia el gas a mayores distancias. En este caso las regiones productoras más grandes, están ubicadas en la zona sureste principalmente y los centros de consumo más importantes se ubican en el norte del país.

"La extensión de los gasoductos está estrechamente ligada a los niveles y ritmos que alcanzan las actividades productivas, e indudablemente a los de la distribución de gas natural"¹³.

PRUEBAS EN LÍNEAS DE CONDUCCIÓN

A toda tubería para transporte de hidrocarburos gaseosos, ya sea nueva, reparada o relocalizada, se le debe inspeccionar y probar su hermeticidad y resistencia antes de entrar en operación. Las pruebas deben incluir a todo el sistema, es decir: tubos, válvulas, conexiones y demás accesorios que serán sometidos a las mismas condiciones.

El agua que se utiliza para las pruebas debe ser dulce, de PH neutro y libre de sólidos en suspensión, que no pasen por una malla de 100 hilos por pulgada.

Por otra parte, la presión de prueba debe ser aquella que produzca un esfuerzo tangencial igual al 90 % de la resistencia mínima especificada a la cedencia.

Dichas pruebas a la tubería deben realizarse en dos fases: la primera utilizando agua hasta alcanzar la presión de prueba establecida y cuando ésta sea satisfactoria, se realizará una segunda prueba con aire, con el fin de verificar la impermeabilidad de la tubería a una presión no mayor de 7.03 Kg/cm² (100 lb/pg²) y se aceptará como satisfactoria si los cambios de presión son únicamente los atribuibles a la estabilización de la misma presión o a cambios por temperatura.

La eliminación del fluido de prueba, debe realizarse de manera que no ocasione daños al ambiente.

El procedimiento para realizar estas pruebas es el siguiente:

Después de la construcción e inspección de una tubería, se correrán como mínimo tres escudos o tacos de cepillos y copas (diablos), con el fin de limpiar y desincrustar rebabas de construcción en el interior de la línea.

El fluido desplazante se dejará circular después de recuperados los diablos, hasta que salga limpio.

Una vez terminada la limpieza, se deberá de realizar la prueba hidrostática hasta alcanzar los valores mencionados en la descripción de la misma.

Posteriormente se realizará la prueba con aire.

La longitud máxima para la prueba de una tubería, será la que exista entre sus válvulas de seccionamiento; la diferencia de pruebas de presión hidrostática entre los puntos de mayor y menor elevación del desarrollo, no debe exceder del 10 % de la presión de prueba. Cuando un tramo de prueba esté constituido por diferentes elementos, los de mayor espesor deben probarse por separado y el conjunto debe probarse a la presión máxima del elemento de menor resistencia.

Una vez localizadas todas las fugas y fallas que ocurran, deben eliminarse y repetir el procedimiento de prueba.

Después de alcanzar la presión de prueba, debe procederse a lo siguiente:

1. Registrar durante una hora las variaciones de la presión.
2. Abatir la presión del sistema cuando menos al 50 %.
3. Incrementar la presión hasta su valor de prueba, manteniéndose por lo menos durante 24 horas.

Cuando la prueba hidrostática haya sido satisfactoria, se procederá a presionar el sistema mediante aire a una presión no mayor de 7.03 Kg./cm² (100 lb/pg²), la cual se mantendrá durante el tiempo necesario para comprobar que el sistema es hermético.

La prueba del sistema se considerará satisfactoria cuando las variaciones de presión tanto en la prueba hidrostática como en la neumática, sean atribuibles a cambios de la temperatura ambiente.

CAPITULO V

ALMACENAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

TIPOS DE ALMACENAMIENTO.

Uno de los factores más importantes a considerar en cualquier proyecto de producción y distribución de hidrocarburos, es el referente al almacenamiento, tanto de gas como de petróleo. Se necesita conocer perfectamente cuál es la capacidad y tipos de almacenamiento que se pueden tomar en cuenta antes de realizar dichos proyectos, sabiendo de antemano qué tipo de fluido, qué volumen en relación a su producción-consumo se va a almacenar, así como el costo y beneficio económico que esto representa.

En varios países industrializados del mundo se tiene asegurado gran parte del abastecimiento de gas natural y petróleo y no precisamente por ser grandes productores de hidrocarburos, sino por contar con una tecnología y una capacidad bien desarrollada de almacenamiento, acorde con su consumo, intereses y necesidades.

Dado que estos fluidos representan una contribución cada vez más importante en el mercado de los energéticos, para estos países es indispensable asegurar el suministro en forma continua, segura y suficiente durante todo el año y el mayor número de años posibles.

Debido a su condición de compradores y grandes consumidores, las potencias industrializadas enfrentan problemas específicos y nada sencillos; en primer lugar es indispensable para ellos que el precio del petróleo no se incremente a niveles descontrolados que afectarían directamente su economía por los consumos tan grandes que tienen, y se vería afectada su posición de potencias, al estar supeditados al precio que se les imponga por parte de los países productores, -es por ello que se afirma, que los países consumidores controlan el precio de los energéticos y no los países productores-, es decir, si se elevan los precios del petróleo, su capacidad de almacenamiento les permite disminuir sus compras obligando a los productores a bajar los precios para poder vender.

Otro de los problemas que enfrentan, es el de las grandes distancias existentes entre los yacimientos y los centros de consumo, en donde el precio, reglamentos, seguros y condiciones de transporte consideran un costo muy importante, máxime con los accidentes de traslado que se han suscitado, en donde no sólo la pérdida económica es importante, sino los daños ambientales, que en muchos casos han sido irreversibles.

Por último, los mercados internos de estos países industrializados, presentan un movimiento dinámico en el volumen de consumo, esto es en el sentido de que el consumo depende de la época del año en la que se encuentren; mientras en los períodos de verano se ve disminuido el consumo, en épocas invernales se tiene un incremento considerable.

En México la problemática es distinta, dada su postura de buen productor y exportador de hidrocarburos.

Hasta finales de 1996, México se encuentra entre los primeros productores de petróleo crudo a nivel mundial, con una producción diaria promedio de 2 millones 858 (MBD) (Resultados de Operación 1996, Pemex), de los cuales se destinaron a la exportación 1.556 (MMBD), hasta el último trimestre de 1996, y es el octavo productor de gas natural a nivel mundial, con una aportación de 4 mil 195 (MMPCD).

Sin embargo, la capacidad de almacenamiento por ejemplo, para petróleo crudo de nuestro país, no es congruente con su capacidad productiva, ni con su capacidad de exportación, es decir, mientras se están produciendo 2,858 (MBD) de petróleo, el consumo interno es de 1,314 (MBD) y la exportación es de 1,544 (MBD), no se cuenta con un margen de almacenamiento suficiente para poder superar contingencias por arriba de 8 días, por lo que es necesario pensar en garantizar el volumen de exportación durante los 365 días del año, ya que en los puertos de entrega se ve impedida la venta durante algunos períodos del año -muy cortos afortunadamente-, debido a varias razones:

1. Condiciones climatológicas adversas
2. Retraso en el arribo de buques-tanque
3. Apoyo a la distribución de petróleo crudo al interior y a la exportación
4. Almacenamiento por baja demanda, bajo precio ó a solicitud de clientes

5. Apoyo al mantenimiento de instalaciones superficiales y de proceso
6. En caso de accidentes en instalaciones superficiales en el sistema de producción distribución y/o proceso

Por lo anterior, y refiriéndome exclusivamente al petróleo crudo, es necesario disponer de almacenamiento en las instalaciones de Pemex Gas y Petroquímica Básica o bien en otras instalaciones del país o del extranjero durante algunos días, a fin de no disminuir la producción, teniendo que llegar al cierre de pozos por falta de dicho almacenamiento, con las respectivas consecuencias en la producción y económicas que esto acarrearía.

Existen principalmente dos tipos de almacenamiento de hidrocarburos líquidos:

Tanques superficiales y Almacenamientos subterráneos.

Los tanques superficiales generalmente son de forma cilíndrica y están fabricados a base de acero inoxidable, el cual es un material de alta resistencia y gran durabilidad.

“Los tanques pueden fabricarse y transportarse a su lugar de colocación, o bien armarse en el lugar mismo donde permanecerán. Una forma típica que se ha empleado para la clasificación de tanques es por las características de su techo; con base en esto, los hay de techo fijo y de techo flotante. Estos últimos han tenido gran aceptación, debido a la ventaja adicional de evitar espacio disponible a los vapores”.

Cualquier tanque que se construya debe de estar apegado a las normas internacionales A.P.I., en donde se tiene perfectamente establecida la resistencia que estos tanques tendrán a la corrosión, a la intemperie, a esfuerzos de tensión o a presión, etc. Para entender mejor estos conceptos, voy a citar lo siguiente:

“Durante el diseño de un tanque (para líquidos) y todos sus accesorios, se deben considerar condiciones extremas de presión y vacío. Las paredes de los tanques deben ser perfectamente herméticas de manera que se impida la formación de bolsas y la acumulación de líquido en su interior. Debe destinarse un volumen para líquido y otro para vapores, este último no debe exceder el 20 % del volumen total del tanque. Cuando se trata de tanques

nuevos y en aquellos en que se ha reparado el fondo y la coraza es recomendable que el tanque sea sometido a una inspección.

Debe considerarse un nivel de líquido máximo de llenado y un mínimo de vaciado. Los aditamentos que se encuentran en el techo y pared del tanque, se diseñarán a una presión no menor de aquella a la que se diseñan las válvulas de alivio; esto es para presión y para vacío. Debe existir una tolerancia en cuanto a la presión existente en el espacio destinado a vapores y la presión de alivio para las válvulas, de manera que puedan contenerse dentro del tanque los vapores que por temperatura o agitación se desprenden del aceite. La presión máxima permisible para el espacio de vapores no debe exceder de 15 lb/pg² manométricas.

Todos los elementos que se encuentran bajo el nivel líquido, se diseñarán para operar a condiciones más severas que el resto del equipo, ya que éstos están sujetos a la carga hidrostática del fluido y a las variaciones de presión por el efecto de llenado y vaciado.

La construcción y capacidad del tanque dependen de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad y su presión de vapor⁷¹.

Debido al incremento en el consumo de hidrocarburos y de la creciente necesidad de almacenarlos para distribuirlos a las zonas que lo requieran, el **almacenamiento subterráneo** se presenta como una alternativa importante. El lugar apropiado para poder establecerlo, deberá reunir determinadas características dependiendo del tipo que se desee implantar.

El almacenamiento de grandes cantidades de petróleo crudo y gas natural, es un problema al que se le conocen actualmente varias soluciones. De acuerdo a las condiciones geológicas de la región y tipo de fluido que se pretenda almacenar, existen los siguientes tipos de almacenamiento subterráneo:

1. Almacenaje en Cavidades:

Este tipo de almacenamiento es el más utilizado para el caso de querer almacenar fluidos en estado líquido, por tanto, uno de éstos deberá ser el adecuado para petróleo crudo. Su tamaño y localización en profundidad puede variar de acuerdo a las condiciones geológicas que presente el subsuelo y a los volúmenes que se requerirán manejar. Es construido efectuando oquedades en el subsuelo, utilizando para ello distintas técnicas

de acuerdo al tipo de formación geológica existente. Los diferentes tipos de almacenamiento son:

- Cavernas Salinas.
- Cavernas minadas en roca.
- Minas abandonadas.
- Cavernas hechas por medio de explosiones nucleares.

2. Almacenaje en Medios Porosos:

Las rocas sedimentarias porosas y permeables son apropiados para el almacenamiento de Gas Natural si la cobertura es hermética, si el sello y la porosidad permiten un volumen aceptable por almacenar y con la adecuada permeabilidad, que facilite la inyección y la producción.

Este tipo de formaciones deberá tener profundidad apropiada, del orden de los 500 a 1,500 metros, con la finalidad de obtener presiones adecuadas.

Los distintos sitios de almacenaje en medio poroso, son en: yacimientos depresionados de gas o petróleo y en acuíferos.

La gran importancia que reviste el almacenamiento subterráneo, se aprecia de manera notable cuando se efectúa un análisis comparativo, con respecto al almacenamiento en tanques superficiales, el cual se puede resumir de la siguiente manera:

- (a) En el aspecto de la capacidad de almacenamiento, se puede contar con un mayor volumen en el tipo subterráneo; en donde únicamente se encuentra limitado por la extensión del yacimiento (puede ser roca, domo salino, acuífero, etc.) y generalmente éste es muy grande.
- (b) Referente al terreno, el almacenamiento subterráneo es una alternativa atractiva desde este punto de vista, ya que permite el uso doblemente benéfico de la misma área. Además de proporcionar reducciones económicas en el costo de la propiedad, se hacen considerables ahorros en la preparación del terreno para la industria, por ejemplo: construcción de caminos, sistema de alcantarillado, red de distribución eléctrica, etc. Haciendo una comparación más directa en este punto, tenemos que si se deseara almacenar unos 5 MM de m³ de aceite crudo

en cavernas o domos salinos, se utilizarían alrededor de 150 hectáreas menos que en la construcción de tanques superficiales. Cabe hacer mención que una vez terminado el almacenamiento subterráneo, su existencia muy difícilmente puede notarse desde afuera, ya que como se menciona, el área superficial es ocupada por otras instalaciones.

- (c) Respecto a la seguridad, los tanques superficiales tienen un mayor índice de riesgo, debido a su más alta exposición a la intemperie, a fenómenos naturales, incendios accidentales o bien, algún acto de sabotaje, mientras que el almacenamiento subterráneo ofrece una mayor garantía con respecto a incendios, debido a la falta de oxígeno en la cavidad y sólo sus instalaciones superficiales tienen el riesgo de ser destruidas por sabotaje o por alguna falla grave. Estratégicamente, en caso de un bombardeo o un ataque militar, si bien, la infraestructura montada sobre el terreno puede sufrir deterioros parciales o totales, toda fuga es imposible debido a los dispositivos de seguridad establecidos profundamente en el interior de los pozos. Se debe considerar también, que el principio mismo de almacenamiento subterráneo, aislamiento total, evita la posibilidad de una contaminación de los niveles freáticos, garantizando que los datos volumétricos dentro de la cavidad sean confiables.
- (d) Haciendo mención de la protección del medio ambiente, en el almacenamiento subterráneo se presentan mínimas pérdidas por evaporación, como consecuencia de que el producto se encuentra perfectamente confinado y de esa manera es mínima la contaminación. Permite el aprovechamiento de la superficie del terreno a excepción del ocupado por los pozos y las instalaciones de acondicionamiento, compresión o bombeo y control. Contribuye a la solución del problema estético con respecto al urbanismo actual.
- (e) Entre los puntos de mayor importancia destaca principalmente el aspecto económico. Referente a éste, se puede decir que en términos generales, el almacenamiento subterráneo presenta menores costos unitarios de construcción, conforme aumenta la capacidad; los gastos de explotación de los productos almacenados y el mantenimiento de las instalaciones resultan notablemente inferiores a la de un almacenamiento convencional y también se tienen menores costos de operación. Se deben tomar en cuenta ciertos factores, para efectuar la

comparación económica de ambos tipos de almacenamiento, entre los cuales tenemos:

1. Las características de los productos a almacenar.
2. La situación geográfica del lugar donde se requiere.
3. La capacidad de almacenamiento, etc.

Analizando todos estos puntos comparativos, se pueden apreciar las notables ventajas del almacenamiento subterráneo con respecto al superficial o convencional, las cuales revisten en él, una importancia que lo hace aconsejable para este fin.

Otra de las condiciones que favorecen la utilización del almacenamiento subterráneo es el costo de construcción por barril y tiempo requerido para su construcción.

El almacenamiento subterráneo, se puede presentar, construir o adaptar en diversas formas; algunas de ellas, como ya se comentó son exclusivamente para almacenar compuestos gaseosos, y otros para líquidos.

Es importante resaltar que en nuestro país ya existen, en Tuzandepetl, Veracruz, doce cavidades subterráneas en domos salinos, con una capacidad total de 9.3 (MMB) de almacenamiento, a una profundidad promedio de 600 metros y con un volumen útil que tiene 200 metros de altura y entre 30 y 40 metros de diámetro, para una capacidad de almacenamiento promedio de 750 (MB) de crudo cada una, espaciadas entre sí 225 metros.

En el caso del gas natural, éste no cuenta por el momento con proyectos encaminados a su almacenamiento, por parte de Petróleos Mexicanos, sin embargo la participación de la iniciativa privada en la distribución y transporte del gas natural, deberá contemplar el almacenamiento de este energético, de acuerdo a los volúmenes que manejen.

Esta falta de almacenamiento por parte de Pemex, se debe principalmente a que el volumen en la producción del gas natural no lo requiere, ya que no existe un excedente considerable para almacenar, sin embargo algún cambio en cuanto a nuevos descubrimientos de yacimientos que modifiquen este panorama, deberá estar acompañado de proyectos bien definidos de almacenamiento.

DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL.

Durante el año de 1996, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción, obtuvo una producción promedio de gas natural de 4,195 (MMPCD) (memoria de labores de Pemex 1996), la cual estuvo constituida por:

3,478	(MMPCD)	de Gas Asociado
717	(MMPCD)	de Gas No Asociado

Las regiones que aportaron dicho volumen fueron:

<u>REGION</u>	<u>VOLUMEN EN (MMPCD)</u>
Sur	1989
Marina Suroeste	981
Norte	643
Marina Noreste	582
Total	4,195

De acuerdo con este informe de labores, como se puede observar en la gráfica 5.2, Pemex Gas y Petroquímica Básica cuenta con un soporte de 517 (MMPCD) de gas natural, que al parecer se trata de su capacidad de almacenamiento, por lo que, sumando este soporte a la producción diaria, podemos obtener un total de 4,712 (MMPCD) de **gas disponible**, el cual se distribuyó por medio de Pemex Exploración y Producción, de la siguiente manera:

<u>CONCEPTO</u>	<u>VOLUMEN EN (MMPCD)</u>
Pemex Gas y Petroquímica Básica	3608
A la atmósfera	450
Consumo Propio	364
Condensación en ductos	267
Pemex Refinería	21
Empaque neto	14
Total	4,724

ANTECEDENTES HISTORICOS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MEXICO

El volumen de 3,608 (MMPCD) que obtiene Pemex Gas y Petroquímica Básica, está constituido por:

3,041 (MMPCD) de gas húmedo amargo
290 (MMPCD) de gas húmedo dulce
277 (MMPCD) de gas seco

Este total se distribuyó de la siguiente manera:

277 (MMPCD) de gas seco fueron directamente a los ductos para su distribución correspondiente y 3,331 (MMPCD) a las diferentes plantas de proceso, lo que incluye el bombeo neumático a los yacimientos correspondientes (Memoria de labores 1996, pag. 178).

Pemex Gas y Petroquímica Básica a su vez realiza la distribución para Ventas Internas y Empresas Subsidiarias, de 1,633 (MMPCD) y 1,296 (MMPCD), respectivamente.

Cabe señalar que todo este gas que se distribuye corresponde a gas seco. Pero también realiza las operaciones de exportación e importación con un total de 36 y 84 (MMPCD), respectivamente.

Dentro del proceso para obtener gas seco, esta subsidiaria tiene una pérdida por encogimiento de 664 (MMPCD), que corresponde a los siguientes procesos:

<u>ENCOGIMIENTO</u>	<u>VOLUMEN EN (MMPCD)</u>
Por extracción de licuables	503
Por gas ácido	146
Por condensación	15
Total	664

VENTAS INTERNAS

El crecimiento de la economía nacional durante 1996 fue de 5.1 por ciento en términos reales con respecto al año anterior, y se consideró determinante para impulsar el mercado nacional de productos petrolíferos y gas natural, lo

que ocasionó a su vez, que la demanda de estos productos aumentara en un 3.7 por ciento en relación a 1995.

En el caso del gas natural durante 1996 la demanda se incrementó en un 5.2 por ciento con respecto al año anterior, originando que el volumen de ventas internas en México fuera de 1,633 (MMPCD), cantidad considerada como la más alta en la historia de Petróleos Mexicanos.

Este último volumen de gas natural es comprado a Pemex Exploración y Producción y lo vende PGPB como gas seco en el rubro que se considera "Ventas Internas" a diferentes sectores.

La distribución se hace a través de Pemex Gas y Petroquímica Básica, de la siguiente manera:

<u>SECTOR</u>	<u>VOLUMEN EN (MMPCD)</u>
Industrial	1013
Eléctrico	522
Doméstico	98
Total	1,633

De acuerdo con el informe de labores, "En el mercado nacional de gas natural se firmaron los contratos siguientes:

Con diferencial de costos y compromisos de consumo a más de un año con algunos de los grupos industriales más importantes, cuyo consumo representa aproximadamente el 17 por ciento del sector industrial.

Con nueve de las distribuidoras más grandes del país.

Con Luz y Fuerza del Centro".

Cabe señalar que otro ramo de distribución, hecho por PGPB, se refiere a las ventas catalogadas como "Empresas Subsidiarias" que comprende la venta de gas seco, distribuido de la siguiente manera:

<u>CONCEPTO</u>	<u>VOLUMEN EN (MMPCD)</u>
Pemex Petroquímica	657
Pemex Exploración y Producción	517
Pemex Refinería	119
Corporativo	1
Otros	2
Total	1,296

EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN

En términos de comercio exterior de gas natural, algunos especialistas manejan las versiones de que México no es autosuficiente en la producción de este energético, debido a que no ha sido posible mantener saldos favorables en la balanza con el exterior², de esta manera sugieren evitar totalmente la importación de gas, y no caer en una dependencia del exterior para satisfacer la demanda interna.

Sin embargo, considerando los volúmenes de producción, su utilización y su manejo interno, se puede hacer mención de lo siguiente:

Las regiones importadoras de gas, en México están localizadas en la frontera norte específicamente en:

Naco, Sonora, Ciudad Juárez, Chihuahua, Monclova y Piedras Negras en Coahuila, así como Reynosa en Tamaulipas, la característica de estas zonas es que son importantes centros consumidores de gas natural y están conectados con regiones productoras en Estados Unidos, existiendo una red de ductos que unen ambas regiones y complementan la oferta interna de una manera económica.

El volumen importado de gas natural durante 1996 representó el 2 por ciento de la producción total, mientras que el volumen de gas natural quemado a la atmósfera, fue de 450 (MMPCD), equivalente al 10.72 por ciento de la producción total.

Esto refleja, sin despreciar el volumen de importación, que no se puede hablar de una dependencia de gas natural del exterior, pero sí es necesario

valorar la necesidad de un mejoramiento de la red nacional de distribución ya que se espera un incremento en el consumo de gas natural en gran parte del país, debido a la aplicación de las nuevas políticas energéticas en este ramo.

A partir del año de 1985, México registró un periodo de receso en cuanto a la exportación de gas natural, este periodo duró 9 años y se reactivó nuevamente en 1993, con un volumen de 4.6 (MMPCD), lo que representó el 0.128 por ciento del total producido durante ese año, el cual ascendió a 3,576 (MMPCD).

En 1996, la exportación se vio aumentada y representó el 1.99 por ciento de la producción total de gas natural, con un monto de 36 (MMPCD); Sin embargo, en este mismo año las importaciones ascendieron a 84 (MMPCD).

La diferencia entre importaciones y exportaciones arrojaron a Petróleos Mexicanos un déficit en su balanza comercial con el exterior, en términos volumétricos, de 48 (MMPCD) y en términos económicos, de 35 millones de dólares.

El informe de labores se refiere al saldo deficitario de 1996, diciendo que: "...A lo largo de 1996 el comercio exterior de gas natural tuvo un comportamiento irregular. En el primer bimestre se registraron saldos deficitarios debido principalmente a la reducción en las exportaciones por problemas de alta presión en el sistema de ductos norteamericanos, además de bajo empaque en el sistema de Pemex Gas y Petroquímica Básica. En el lapso de marzo a mayo se obtuvieron saldos superavitarios debido a un incremento de las exportaciones.

A partir de junio, nuevamente se registraron saldos deficitarios, principalmente en agosto, originados por el accidente ocurrido en el Complejo Procesador de Gas Cactus, lo que provocó la suspensión de las exportaciones y un incremento considerable de las importaciones, de 210 (MMPCD) en ese mes para resarcir el faltante de producción presentado".

Con respecto a los proyectos de comercialización con el exterior, dicho informe comenta que: "con el exterior, se firmaron contratos a largo plazo con Texaco y Conoco, para importar el gas en Ciudad Juárez y Naco, respectivamente, y se incrementaron las operaciones de reventa de gas natural en territorio norteamericano.

Para dar viabilidad a estas operaciones, se iniciaron los trabajos necesarios para incrementar la infraestructura de exportación e importación. Para la importación de gas natural a Ciudad Juárez, se firmó un contrato de transporte interrumpible para iniciar compras directas por medio de los gasoductos: El Paso Natural Gas y del Norte Pipeline Co., directamente desde las cuencas de Permian y Anadrako, y adquirir un mejor control de las operaciones.

Se estableció un contrato de transporte en firme entre El Paso Natural Gas y Pemex Gas y Petroquímica Básica, para la frontera de Naco, Son., con el cual se logró una reducción en los costos de transporte de alrededor de 48 mil dólares mensuales”.

Con respecto al precio del gas natural, uno de los objetivos centrales de la política es la construcción de un solo mercado de este combustible en América del Norte, este proceso ha avanzado en forma gradual en los últimos años. La formación de un solo espacio económico en materia de gas, supone una estructura de precios unificada por el acceso abierto al sistema de transporte por ducto y por la posibilidad de transacciones que permitan el arbitraje.

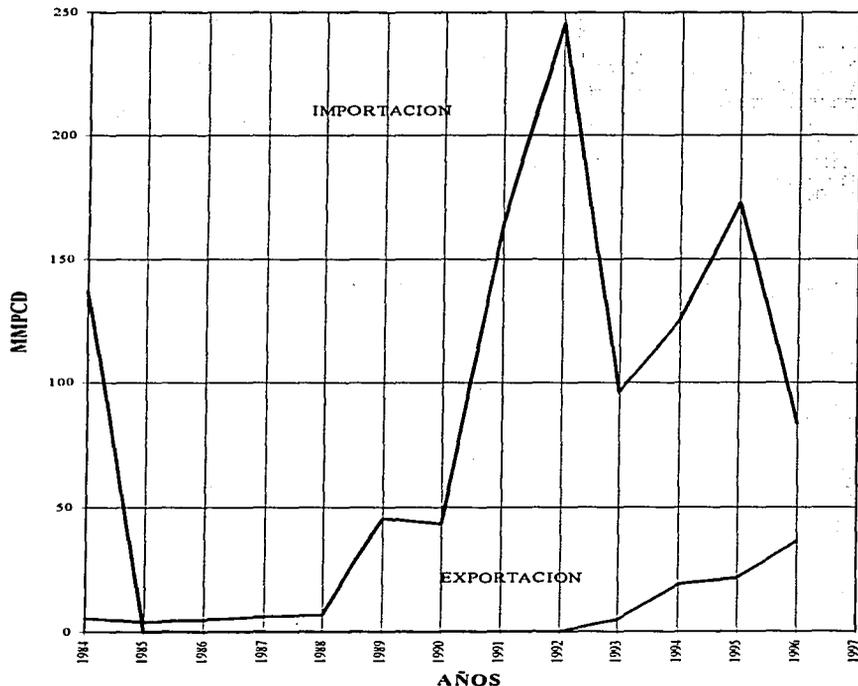
El mecanismo de determinación de precios del gas natural vigente en México desde 1996, es un instrumento de carácter transitorio, congruente con la creación de un mercado abierto de gas natural. El mecanismo tendrá que evolucionar y flexibilizarse conforme avance el programa de acceso abierto al sistema nacional de gasoductos.

Los precios internacionales del gas natural, al igual que los de otros hidrocarburos, aumentaron en forma significativa durante la pasada temporada invernal. En el caso del gas natural, los incrementos más fuertes se dieron en los meses de noviembre, diciembre de 1996 y enero de 1997. Este comportamiento de los precios reflejó las bajas temperaturas que se registraron en Norteamérica, un bajo nivel de inventarios de gas natural al inicio del invierno y el alto precio internacional del petróleo crudo y de sus derivados.

Los precios del gas natural en México se fijan con relación a los del sur de Texas. Estos le sirven como punto de referencia. Se trata de las cotizaciones más bajas en Estados Unidos. Así, por ejemplo, el precio promedio de 1996

en el mercado ocasional del sur de Texas fue de 2.36 dólares por millar de pies cúbicos. El mismo precio en Reynosa fue de 2.14 dólares, cifra 9.3 por ciento menor (Ger. de Información, Pemex, boletín No 40/97, 3/feb/97).

Gráfica 5.1 COMPORTAMIENTO DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL 1984-1996



ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

CAPITULO VI

POLÍTICAS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

La historia, leyes y reglamentos que se han mencionado en los capítulos anteriores, tratan de puntualizar el manejo que debería hacerse -según la constitución- de las riquezas petroleras del país, en donde se excluye, de una manera puntual, a cualquier inversionista extranjero de participar en ellas otorgando a la Nación, un total control y posesión de todo lo que significa hidrocarburos, gas natural y todos sus derivados.

Sin embargo, dentro de la historia reciente de nuestro país, y principalmente durante el año de 1982, el Gobierno Mexicano encabezado por Miguel De La Madrid, comenzó a generar un cambio en la estrategia a seguir para la política energética, el Estado decide vender los activos petroquímicos, y abrir al mercado la participación de capitales privados en el gas natural, modificando las leyes fundamentales, con el propósito de transferir gradual y selectivamente al sector privado las actividades que pudiese proveer a un menor costo (Todo esto a largo plazo y de una manera pausada, bajo el nuevo esquema neoliberal de los recientes tecnócratas llegados al poder).

Al revisar la cronología administrativa de Pemex, partiendo de 1988, se puede considerar que durante el gobierno del presidente De La Madrid, sólo se sentaron las bases de todo el proceso de desincorporación, el cual empezó a tomar forma durante el período del Presidente Carlos Salinas de Gortari.

En el año de 1989 se comenzó a dar forma a una nueva empresa llamada Petróleos Mexicanos Comercio Internacional (PMI) S.A. de C.V. a través de seis pequeñas empresas ubicadas estratégicamente en Europa y las Antillas Holandesas, las cuales tendrían como objetivo el comercio exterior de hidrocarburos.

Durante el mes de Mayo de 1989, queda Pemex dividida en dos rubros: Petróleos Mexicanos que controla las actividades productivas y Petróleos Mexicanos Comercio Internacional, S.A. de C.V., la cual queda constituida como una sociedad accionaria entre Pemex, Nafinsa y Bancomext.

En junio de ese mismo año, Pemex invita a la iniciativa privada a crear la empresa Mexpetrol, S.A. de C.V., con el fin de participar en la producción de crudo, gas, refinados, etc. en mercados del exterior, las empresas participantes fueron: ICA, Protexa, EPN, Lanzagorta, Bufete Industrial y Pemex.

Al final de la invitación, las empresas privadas lograron poseer el 13 por ciento cada una, de la propiedad accionaria de Mexpetrol (65 por ciento entre todas) y Pemex se quedó con el 35 por ciento restante.

En agosto de 1989 se lleva a cabo la segunda reclasificación de los productos petroquímicos básicos a petroquímicos secundarios para quedar en 20 el número de básicos solamente.

Un año más tarde, se da a conocer que la empresa norteamericana McKinsey trabaja en lo que será la nueva reorientación de Pemex.

En Junio de 1991, se lleva a cabo la reclasificación del MTBE (Metil terbutil éter) como un producto petroquímico secundario (quedando sólo 19 básicos).

Con este criterio gubernamental, en mayo de 1992, el presidente Carlos Salinas, otorga 30 días para reestructurar a fondo todo Pemex, por lo que en junio, el director de la paraestatal, Francisco Rojas, presenta oficialmente el proyecto de reestructuración de Petróleos Mexicanos, en el que se incluye una gran división de cuatro áreas: Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación, Pemex Exploración y Producción y Pemex Petroquímica Secundaria, las cuales presentan un manejo totalmente independiente entre ellas.

En Julio de 1992, dentro del marco del Tratado de Libre Comercio, México se compromete a reclasificar sus productos petroquímicos básicos a sólo seis, es decir el butadieno, benceno, propileno, tolueno, oxileno y xileno.

En Agosto del mismo año, se constituye el nuevo Consejo de Administración de Pemex, y se anuncia por primera vez la venta de la Planta Petroquímica Nacional.

Durante el mes de febrero de 1993, la compañía holandesa Royal Pakhoed NV, ofrece su infraestructura y logística a Pemex para transportar y distribuir

el petróleo y los petroquímicos mexicanos en el mercado europeo a través del puerto de Rotterdam. También, Pemex y la compañía Shell Oil firman un convenio mediante el cual ambas empresas comparten a partes iguales la refinería de Deer Park.

En marzo de este año, Pemex da a conocer la creación de la empresa Mex-Gas, que se dedicará a funciones de comercialización especializada en gas natural, petroquímicos básicos y azufres.

En el mes de abril, Pemex-Gas y Petroquímica Básica ingresa a la organización estadounidense Natural Gas Vehicle Coalition.

En mayo, Pemex Exploración y Producción firma contratos con la multinacional Internacional Technologies, Ltd., para realizar trabajos en exploración y producción petrolera en territorio nacional.

En junio, se posterga por primera vez la venta de la planta petroquímica. Un mes más tarde Mex-Gas Incorporated (MGI), filial de Pemex-Gas y Petroquímica, impugna a PMI, -también filial de Pemex- el derecho de introducir a México el gas natural y los petroquímicos de importación, y el de exportar esos mismos productos, por lo que se inicia un juicio en los tribunales estadounidenses.

Durante el mes de agosto de 1993, se filtra a la prensa mexicana un borrador sobre el nuevo reglamento en materia de gas natural, que permitirá inversión privada nacional y extranjera.

Más tarde, en septiembre, anuncia Pemex que privatizará los servicios médicos, aéreos y marítimos.

Para el final de año, en diciembre, Pemex lanza la convocatoria para construir una empresa mayoritariamente privada dedicada a los servicios de transporte aéreo de la empresa.

En el año de 1994 durante el mes de marzo la compañía Protexa gana el concurso lanzado por Pemex para consolidar la empresa de servicios de aerotransporte y nace Aeroservicios Especializados S.A. de C.V.

Un mes después, una corte estadounidense falla en favor de MGI y el departamento norteamericano de Energía rescinde a PMI la autorización para exportar gas y petroquímicos a México para transferirla a MGI.

En junio de 1994, Pemex se asocia con Transportación Marítima Mexicana (TMM) para transportar energéticos en los mercados del Lejano Oriente. Por medio de esa asociación, PMI inicia su participación en los mercados "spot" y de futuros del sureste asiático, especialmente en Singapur, así mismo, Pemex transfiere sus acciones de Deer Park a una de las filiales que tiene PMI en las Antillas Holandesas; Pemex logra concretar la venta del 51 por ciento de sus acciones de transporte aéreo a Servicios Aéreos Especializados S.A de C.V. (SAEMSA)º.

En el mes de noviembre, PMI vende el 5 por ciento de sus acciones de la empresa Repsol, la cual había adquirido Pemex a un fondo estadounidense de inversionistas. La operación fue valuada en 470 millones de dólares.

Para el siguiente mes de diciembre, con la entrada del nuevo gabinete del gobierno mexicano encabezado por el doctor Ernesto Zedillo, renuncia el Director general de Pemex, Francisco Rojas y asume su cargo Carlos Ruiz Sacristán.

En enero de 1995, anuncia el gobierno estadounidense que otorgará a México créditos de contingencia respaldados en las exportaciones petroleras, para apoyar al gobierno mexicano a salir de la sorpresiva y nueva crisis; ahora renuncia Carlos Ruiz Sacristán -con menos de un mes de labores- a la Dirección General de Pemex, asumiendo el cargo Adrián Lajous, quien reconoce que está comprometido el monto total de la facturación petrolera con Estados Unidos, a causa de los préstamos de contingencia concedidos por la Casa Blanca.

En febrero, aprueba la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la venta de las 60 plantas que conforman la industria petroquímica secundaria de Pemex.

Un mes después, se dan a conocer las reformas al artículo 27 de la Constitución, para insertar a la iniciativa privada en la industria gasera.

Para el mes de noviembre, Ignacio Pichardo Pagaza, Secretario de Energía, anuncia oficialmente el Reglamento de Gas Natural. En ese mismo mes,

Adrián Lajous da a conocer la desincorporación de los activos de las plantas petroquímicas de Pemex y señala que el complejo de Cosoleacaque será el primero en venderse.

En diciembre renuncia Ignacio Pichardo Pagaza y asume su lugar, Jesús Reyes Heróles González Garza.

En agosto de 1996 La Comisión Reguladora de Energía (Organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, encargado de regular las actividades de los operadores públicos y privados en la energía eléctrica y gas) anuncia la primer convocatoria de gas natural en Mexicali⁸.

Al final de esta cronología se puede observar, por una parte, que la reclasificación de los petroquímicos básicos, tuvo como fin el hecho de poder privatizar la planta petroquímica sin ningún obstáculo constitucional, ya que ésta, no especifica dentro de sus artículos la venta o privatización de petroquímicos secundarios, desgraciadamente no existe ningún sustento económico ni técnico para que estos productos derivados del petróleo, tengan que pasar de básicos a secundarios, el único motivo que se puede observar, es el hecho de tratar de explicar a la Nación, dueña de los mantos petrolíferos y de todos sus derivados, que: “es necesario desincorporar los productos secundarios para fortalecer nuestra industria del petróleo, pero que México sigue y seguirá siendo dueño del petróleo, ya que es el patrimonio nacional más importante que tenemos”²¹.

PRIVATIZACIÓN DE LA PETROQUÍMICA

El gobierno mexicano establece en el diario oficial del 19 de febrero de 1996, que el desarrollo de la petroquímica en México se puede clasificar en tres etapas:

1. El despegue durante los años de 1960-1975. En esta fase inicial de desarrollo, el sector público, especialmente Pemex, realizó inversiones para garantizar la oferta en volúmenes y precios adecuados, jugando así un papel promotor y disparador del proceso.

2. Crecimiento acelerado durante el período 1976-1985. En donde el auge petrolero permitió un gran avance en inversiones.

3. Consolidación, durante el período 1986-1992. En el cual, después de un ciclo acelerado, hacia mediados de la década de los ochentas, la industria petroquímica empezó a manifestar diversos problemas gestados en su fase expansiva, los cuales hicieron crisis coincidiendo con una etapa de estancamiento de la economía mexicana.

En este periodo se dio fin al monopolio comercial de Pemex en materia petroquímica. La falta de integración de la cadena petroquímica, hizo necesario llevar a cabo reclasificaciones sucesivas entre productos petroquímicos básicos y secundarios.

De acuerdo con informes gubernamentales, los efectos de estas acciones no fueron suficientes para reanimar la expansión de esta industria.

Por su parte, la industria petroquímica internacional sufrió una profunda contracción al iniciarse los años noventa, lo que también afectó las perspectivas de inversión en México.

En el marco de estos ciclos, la petroquímica ha estado sujeta a grandes fluctuaciones en la utilización de la capacidad instalada, los precios de sus productos y su rentabilidad global.

En el caso de los países desarrollados, la rentabilidad media a lo largo de estos ciclos es poco mayor al costo del capital. Sin embargo, las tasas anuales de rentabilidad varían dentro de un rango muy amplio. Para competir en estas condiciones, el gobierno mexicano afirma que es necesario garantizar la agilidad en las decisiones de inversión y flexibilidad en las operaciones. El acceso oportuno a cuantiosos recursos de inversión, es un requisito necesario para la competitividad a lo largo del ciclo.

Estos son los motivos que expresa la Secretaría de Energía por medio del Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000, para llevar cabo la privatización de la planta petroquímica del país, en donde se dice que la intención es lograr una reactivación de la inversión y el crecimiento de la industria petroquímica, como sustento básico del fomento de la industria química moderna y competitiva, así como disponer de recursos tecnológicos y de inversión para superar rezagos y asegurar el crecimiento sostenido de la industria, aprovechar las ventajas estructurales

de México en el sector petroquímico y asignar eficientemente los recursos de que dispone la paraestatal.

Sin embargo, todos estos objetivos no pudieron sustentarse en bases firmes, ya que hubo una falta de claridad y de precisión en el marco regulatorio, que norma la existencia y operación de los complejos petroquímicos de Pemex, dando origen a impugnaciones, amparos y controversias jurídicas y territoriales por parte de sectores opositores a la privatización⁹.

En el mes de marzo de 1996, el Secretario de Energía, Jesús Reyes Heróles González Garza, anunció 12 puntos que orientarían la desincorporación de la petroquímica, aclarando que estas reglas no se aplicarían al complejo de Cosoleacaque, los doce puntos son los siguientes:

1. La privatización se insertará en un programa de desarrollo de la petroquímica nacional, como medio para flexibilizar su crecimiento y recibir más inversiones.
2. Se vigilará que el proceso respete los derechos de los trabajadores.
3. La desincorporación estará acompañada de un programa de desarrollo regional.
4. Habrá atención especial a los planes de negocios presentados por los postores.
5. La mayor parte de los recursos obtenidos serán reinvertidos para fortalecer las áreas estratégicas de Pemex.
6. Será prioritario mantener y garantizar el abasto de petroquímicos de calidad, precio y oportunidad adecuados, que deberán ser compromiso de quienes adquieran los complejos.
7. Los términos de la desincorporación no darán lugar a monopolios u oligopolios y se protegerán los intereses de los consumidores, en especial de las pequeñas y medianas empresas.
8. Se realizaría en estricto apego a la ley.

9. Para garantizar la transparencia del proceso se involucrará a personas y grupos de mexicanos a participar en su vigilancia.
10. El pago asociado con la desincorporación será justo.
11. Para prevenir y remediar daños ecológicos, la venta de los complejos estará condicionada a dictámenes de normatividad ambiental.
12. Se incentivará la participación de empresas mexicanas en las licitaciones.*

El día 11 de abril de 1996, se difundió un documento entre los círculos gubernamentales involucrados en este problema, titulado “Riesgos jurídicos relacionados con la privatización de los complejos petroquímicos secundarios”, este documento muestra un cambio de óptica entre el proceso de privatización iniciado por Adrián Lajous, Director de Pemex y el que retomó y modificó después la Secretaría de Energía, con Jesús Reyes Heróles González Garza, como titular de la dependencia.

El 14 de noviembre de 1995, la convocatoria para licitar Cosoleacaque aseguraba:

“La enajenación de diversos activos para la producción de petroquímicos secundarios que actualmente son propiedad de Pemex-Petroquímica...”.

Sin embargo, en esa fecha los activos, es decir, los complejos petroquímicos, no eran propiedad de Pemex-Petroquímica (subsidiaria de la paraestatal). Jurídicamente pertenecían a la estructura anterior de Pemex, cuando no había subsidiarias.

Hasta el 12 de diciembre, se asignaron los bienes a Pemex-Petroquímica. (por lo que no hubo un traslado de dominio). Es decir, cuando se expidió la convocatoria de Cosoleacaque, legalmente no había bienes*.

Parte de lo accidentado de este proceso se debe a la sensibilidad de la ciudadanía sobre Pemex, y de la desconfianza ante las privatizaciones, porque no sirvieron para mejorar la situación económica del país y no evitaron, sino a lo mejor contribuyeron a precipitar la actual crisis económica.

Otra impugnación se daría en el terreno de la reclasificación de los petroquímicos básicos a secundarios sustentada en varios puntos. Esta duda surge debido a que el reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, señala en su artículo segundo:

“Corresponde a la Nación, por conducto de Petróleos Mexicanos o de organismos o empresas subsidiarias de dicha Institución o asociadas a la misma, creados por el Estado, en los que no podrán tener participación de ninguna especie los particulares, la elaboración de los productos que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, que sean resultado de los procesos petroquímicos fundados en la primera transformación química importante o en el primer proceso físico importante que se efectúe a partir de productos o subproductos de refinación, o de hidrocarburos naturales del petróleo”.

Esta impugnación se podría fundar en el hecho de incorporar el concepto de “primer proceso físico importante” cuando por naturaleza, la industria petroquímica debería de clasificarse exclusivamente con base en procesos químicos.

Algunas opiniones opositoras al respecto expresaban en su momento que: “El gobierno pretende ocultar que para que un derivado del petróleo se considere petroquímico, debe haber sufrido una transformación química y no sólo un proceso físico como ocurre con la mayoría de los productos hoy reservados al Estado. Ignora que se trata de hidrocarburos naturales, porque si lo reconociera tendría que aceptar que su aprovechamiento corresponde exclusivamente a la nación por mandato constitucional”.

El documento sobre riesgos concluye diciendo: “Debe subrayarse que la probabilidad de impugnaciones jurídicas es alta, misma que tendría que resolver el Poder Judicial Federal. Además, en la medida que se impugnara el Decreto de desincorporación, se involucraría al Titular del Ejecutivo Federal”.

Por tal motivo la Secretaría de la Contraloría lanza un dictamen sobre los aspectos jurídicos de la desincorporación, donde las principales conclusiones fueron que el marco normativo de la única convocatoria publicada, del complejo de Cosoleacaque, es “muy exiguo e impreciso” y que el marco

legal y normativo vigente “no reúne las características deseables para proporcionar plena certidumbre jurídica”.

Por ello, el 13 de octubre de 1996, el Secretario de Energía, anuncia la nueva estrategia petroquímica para México; en donde asegura que el Estado mexicano mantendrá el control de la industria petroquímica de Petróleos Mexicanos, aunque los particulares nacionales y extranjeros podrán participar con un 49 por ciento como máximo en esos complejos de Pemex mediante acciones colocadas en la Bolsa Mexicana de Valores.

Así mismo, se integrarán nuevas empresas filiales de Pemex-Petroquímica y por lo menos 51 por ciento del capital estará en manos del Gobierno Federal.

Además se promoverá una reforma de Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, a fin de identificar específicamente los petroquímicos básicos y dar certidumbre jurídica a Pemex y a los particulares interesados en invertir en la “Petroquímica no básica”, eliminando así la necesidad de obtener permisos para la elaboración de los petroquímicos hasta ahora denominados como secundarios. Estos podrán ser elaborados libremente sin permisos.

Las nuevas filiales, según el Secretario de Energía, podrían ser entre 10 y 15 o en todo caso un número superior a cinco (el número de los grandes complejos de Pemex) e inferior a 61 (el número total de las plantas en los complejos de Pemex), y empezarán a operar desde el primero de enero de 1997.

De esta manera, Pemex-Petroquímica se convertirá en una compañía tenedora de acciones y las nuevas filiales tendrán un régimen fiscal idéntico al que tienen la mayoría de las empresas del país.

Las acciones en la Bolsa Mexicana de Valores se irían colocando gradualmente a partir del segundo semestre de 1997. Considerando que la nueva estrategia dará flexibilidad al gobierno para encontrar las mejores soluciones a la industria petroquímica nacional.

Este capital estará constituido por dos series de acciones: la serie A, que representaría cuando menos el 51 por ciento del capital social y que estará en manos del gobierno federal o de un organismo descentralizado o de una

empresa de participación estatal mayoritaria, y la serie B que representaría hasta 49 por ciento del capital social que sería de libre suscripción.

PARTICIPACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Durante los años previos a la expropiación petrolera, la industria del gas en México era prácticamente inexistente, pues las empresas petroleras concentraban sus actividades en la exploración y desarrollo de campos de petróleo crudo, (ya que para éste si había mercado y no así para el gas) por lo que el descubrimiento de yacimientos de gas natural era un hecho intrascendente.

La inexistencia de infraestructura para el procesamiento y la falta de redes de transporte impedían el aprovechamiento del gas natural asociado a la producción del crudo, situación que prevaleció hasta mediados de los años cuarenta.

La nacionalización de la industria petrolera no modificó de inmediato la situación de la industria del gas natural en México, ya que toda la producción de gas natural en el país estaba asociada a la extracción de petróleo crudo, y se continuaba quemando en su totalidad.

Durante la segunda guerra mundial el gobierno de Estados Unidos limitó la exportación de gas natural a México. La imposibilidad de satisfacer la creciente demanda mediante importaciones y el descubrimiento de yacimientos importantes de gas seco en el noreste del país y en Macuspana, generaron fuertes presiones para que la industria nacionalizada impulsara el desarrollo de la producción de gas natural.

También en la ciudad de México, hacia mediados de los años cuarenta, se padeció una grave escasez de combustibles que llevó a considerar la necesidad de ampliar la infraestructura de procesamiento y de transporte para aprovechar el gas asociado que se producía en la zona de Poza Rica, el cual hasta entonces se quemaba en su totalidad.

Este exceso de demanda por gas natural constituyó el detonante del desarrollo de un extenso programa de ampliación de la oferta nacional. La intensificación de las actividades de exploración, favoreció el desarrollo de nuevos campos de petróleo crudo, que propiciaron que la producción de gas asociado en la región sur del país aumentara en forma considerable.

El aumento en los precios del petróleo al principio de los años setenta, hizo que la industria del gas en México tomara otro perfil. La exploración y explotación de yacimientos de petróleo adquirió la más alta prioridad, quedando el desarrollo de la industria del gas relegado a un segundo plano.

Por ello, la producción de gas seco en el país empezó a declinar, mientras que la producción de gas asociado aumentó de manera vertiginosa en la medida en que creció la extracción de petróleo crudo.

Concurrentemente, se utilizó parte de los excedentes financieros generados por la exportación de crudo para construir plantas para el procesamiento del gas rico en líquidos, así como la ampliación de la infraestructura de transporte y distribución.

En los años posteriores a 1982, la industria del gas en México entró en una etapa difícil. Las condiciones adversas de los mercados internacionales del petróleo propiciaron que la producción de crudo se estabilizara, lo que originó que la producción de gas asociado dejara de crecer.

El estancamiento de los niveles de producción de gas propició que desde mediados de los ochenta, tuviera que recurrirse a los mercados internacionales para satisfacer la demanda creciente de gas natural que se generó a raíz del desarrollo de nuevos mercados en años previos.

A partir de 1985, se suspendieron las exportaciones de gas natural y las importaciones de este energético empezaron a crecer, pasando de 4 millones de pies cúbicos diarios en ese año, a 250 millones de pies cúbicos en 1992. Estas importaciones decrecieron durante finales de 1993 y todo 1994, retomando su crecimiento en 1995 en donde alcanzaron 173 millones de pies cúbicos diarios. En 1996 bajó este volumen de importaciones a 84 (MMPCD).

México es un país en desarrollo que crece en medio de desequilibrios económicos y ambientales, necesita más energía y mejores energéticos. De acuerdo con algunos investigadores, el crecimiento demográfico y las expectativas de mayor generación de riqueza se traducirán en una mayor demanda de energía, que puede estar contemplada en un orden del 5 por ciento anual en el futuro previsible⁹.

Ante esa perspectiva, el gobierno ha tenido que enfrentar la urgencia de promover un tipo de energía que, al mismo tiempo, cubra esa demanda y responda mejor a los problemas ambientales, teniendo en cuenta las limitaciones económicas del país.

Donde el gas natural, puede ser la opción energética actual, ya que cuenta entre otras atribuciones, con dos muy importantes: ser más barato, y tener una buena combustión, es decir más completa y a la vez limpia.

Por todo lo anterior, en mayo de 1995 se adoptó una nueva política en materia de gas natural: se legislaron cambios a la Ley Reglamentaria del Artículo 27, en el ramo del petróleo, para definir el ámbito de la industria petrolera estatal y abrir la distribución, el transporte y el almacenamiento del gas natural a la participación de los particulares.

La iniciativa del Presidente Zedillo expresa, en una de sus partes, que:

“...en la actualidad, además de llevar adelante la modernización de la actividad petrolera, es indispensable desarrollar una industria del gas que asegure una oferta suficiente, oportuna y competitiva de combustibles limpios para satisfacer las demandas de la planta productiva y de la generación de energía eléctrica y que amplíe la disponibilidad de materias primas para la elaboración de petroquímicos¹¹.

Una industria del gas en rápida expansión, congruente con la amplia disponibilidad de reservas con que cuenta el país, estimularía notablemente la inversión y el empleo...”¹¹.

Se prevé un rápido crecimiento de la demanda interna de gas, sobre todo a partir de 1998, cuando entrarán en vigor las normas de protección ambiental que obligarán a sustituir por gas, el combustóleo utilizado en la generación de energía eléctrica o a utilizar con ese fin, sólo combustóleo con casi nulo contenido de azufre, principalmente en las zonas ambientalmente críticas,

como lo son las ciudades de México, Monterrey y Guadalajara, por el momento.

Señala también esta iniciativa que:

“...por otra parte, el crecimiento y la competitividad de la industria, demanda un suministro oportuno de este tipo de combustibles y de la disponibilidad de gas como materia prima para procesos industriales. Esta creciente demanda de gas, tendría que satisfacerse mediante importaciones, si no se emprenden de inmediato las acciones orientadas a establecer en México una industria del gas moderna y competitiva...”²¹

...La industria petrolera tendrá la oportunidad, al dejar de producir combustóleo, de agregar valor y eficiencia en la refinación de otros petrolíferos...”²¹

...Pero todo este cumplimiento de la normatividad ecológica y la modernización de los procesos de refinación, sólo será posible si se cuenta con una oferta suficiente de gas que sustituya al combustóleo. De no ser así, habría necesidad de dedicar grandes recursos a la importación de gas o de combustóleo limpio, o bien, a procesarlo internamente, con altos costos y baja rentabilidad para la industria petrolera nacional...”²¹

...La experiencia internacional indica que la disponibilidad de gas, en volúmenes suficientes y a precios competitivos, genera vastas reacciones en cadena en diversas ramas industriales, tanto en las que lo aprovechan como insumo, especialmente en el caso de la petroquímica secundaria, como en las que lo utilizan como el combustible industrial de mayor conveniencia por costo y condiciones de operación...

...Como ha ocurrido en otros países, esa disponibilidad puede convertirse en detonadora de amplios procesos de transformación industrial y del mejoramiento sustantivo de la capacidad competitiva internacional de la industria mexicana...

...Adicionalmente se requiere de una operación vigorosa de la industria del gas, que permita la exportación de los excedentes. En un futuro corto, puede contemplarse que México se convierta en un exportador importante de gas

para el mercado norteamericano, debido a la declinación esperada en algunas zonas productoras tradicionales...

...Otro elemento central de ese programa, es la participación de los sectores social y privado en las actividades conexas de transporte, almacenamiento y distribución de gas..." (Programa de Desarrollo y Reestructuración del sector de la Energía 1995-2000, Diario Oficial, 19 de febrero de 1996).

Por lo tanto, la solución planteada por la administración del presidente Zedillo, y operada por la Secretaría de Energía, consistió en emprender una profunda reestructuración.

Se decidió abrir el mercado para iniciar con las reformas legales antes señaladas, un cambio estructural que fomentara entre la iniciativa privada el desarrollo de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, en tanto Pemex mantendría las actividades de explotación y procesamiento.

Para regular la competencia entre inversionistas participantes y la paraestatal proveedora del combustible, así como las relaciones entre las empresas comercializadoras y los usuarios, se requería de una entidad reguladora.

Surgió así la Comisión Reguladora de Energía (CRE), órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, encargado de regular los monopolios legales y naturales; monopolios previstos por la ley, pues, por su naturaleza, las instalaciones de distintos sistemas no pueden entrecruzarse.

La CRE tiene por función inducir las condiciones que hagan eficiente la operación del mercado y de un servicio nuevo, de acuerdo con las directrices de política energética, delineadas por la Secretaría de Energía.

Compete a la CRE generar la normatividad y aplicarla, otorgar permisos de transporte, almacenamiento y distribución, determinar los precios del gas y las tarifas que los permisionarios cobrarán al consumidor, así como los términos y condiciones para la prestación de servicio, además de conducir los procesos de licitación para operar sistemas de distribución en las diferentes regiones del país.

Apoyados en este novedoso esquema, el Estado propicia la participación del capital privado y promueve mayor eficiencia energética, con una oferta económica y ambientalmente más sana, que a la vez abre polos de desarrollo regional.

Este nuevo Reglamento de gas natural, no tiene como objetivo la privatización propiamente dicha, ya que no implica la venta de activos de Pemex. Al contrario, el objetivo es atraer elevadas inversiones privadas a actividades que complementen y aumenten la infraestructura existente en esta paraestatal. Al mismo tiempo hay un compromiso oficial de apoyar a Pemex para que aumente de manera importante su producción de gas natural.

Los permisos de distribución se otorgan mediante un proceso de licitación. Este proceso inicia con la determinación de la zona geográfica conforme a la viabilidad económica en algún centro de población. Sucesivamente, se emiten la convocatoria al proceso de licitación para otorgar el permiso y las bases de licitación correspondiente.

La CRE realiza la evaluación de las propuestas en dos etapas, una técnica y otra económica. Durante la primera etapa, se evalúan las propuestas técnicas y se desechan aquellas que no cumplan con los requisitos técnicos establecidos.

En la segunda etapa, se consideran sólo las propuestas económicas de los licitantes que hayan superado la etapa técnica. El permiso se otorga al participante que al cumplir con todos los requisitos de seguridad y calidad del servicio, ofrezca la tarifa promedio más baja en beneficio del usuario final.

En 1996, con la nueva política de gas y su reglamentación ya establecidas, Mexicali fue la primera zona de distribución de gas natural licitada por la Comisión Reguladora de Energía. La empresa ganadora de dicha licitación fue "Próxima" junto con sus socios estadounidenses Enova Corporation y Pacific Enterprises. Esta sociedad ahora cuenta con un permiso de 12 años de exclusividad en la distribución de gas natural en dicha zona y se prepara para invertir 20 millones de dólares en los próximos cuatro años para la creación de una red de distribución en Mexicali.

En breve, se licitarán zonas de distribución más grandes que exigirán proyectos aún más ambiciosos por parte de los particulares. De hecho, ya se licitó como zona la ciudad de Chihuahua y la región urbana aledaña (Anáhuac-Ciudad Cuauhtémoc-Delicias). Seguirán diez zonas más durante 1997: el noroeste de Baja California (Tijuana-Ensenada-Tecate), La Laguna, Tampico-Altamira, Hermosillo, El Bajío, Querétaro-San Juan del Río, Pachuca, Toluca, Ciudad de México, municipios conurbados, y Cuernavaca.

Otro aliciente para los particulares, es el acceso abierto a los ductos de Pemex, que permitirá a cualquier empresa mover su gas a través de la red troncal de 10 mil kilómetros de ductos de transporte que posee la paraestatal. Actualmente el libre acceso sólo se permite en algunos ductos de Pemex, pero se irá ampliando para todos sus ductos a partir de 1998.

Dentro del nuevo mercado, la posición de Pemex como único proveedor de gas natural en todo el país, es la siguiente; podrá cobrar un precio máximo que fluctuará de acuerdo a las condiciones del mercado en el sur de Texas -por el momento-, según el índice Houston Ship Channel. El objetivo de la medida es, tratar de reproducir en México las condiciones de un mercado competitivo, además de que se le dará trato igual en el aspecto del transporte, como a cualquier participante, de otras compañías (Esta medida no fue del todo eficiente ya que las condiciones de consumo en el mercado norteamericano tienen grandes fluctuaciones de precio, debido al aumento del consumo en épocas invernales, mientras que en México es más estable el promedio de consumo y no debe de sufrir estas fluctuaciones, por ello se piensa en otra alternativa para regular el precio del gas).

Por otro lado PEMEX ha iniciado los proyectos de inversión, para la Cuenca de Burgos, localizada en el noreste del país, principalmente en el estado de Tamaulipas y una pequeña parte en Nuevo León y Coahuila, este yacimiento colinda con los yacimientos del Río Grande en el estado de Texas.

Se trata de la cuenca productora de gas no asociado más grande del país, con alrededor de 50, 000 kilómetros cuadrados (aunque otro artículo refiere 39,900 kilómetros cuadrados), cuenta con una reserva probada de gas de 6.7 billones de pies cúbicos, y su reserva probable, refiere la misma cantidad.

Hasta el momento, esta cuenca ha sido explotada a niveles bajos, por ejemplo, durante 1994 se alcanzó una producción de 412 (MMPCD), y para el primer semestre de 1997, se logró superar los 500 (MMPCD)

En esta cuenca se encuentran campos bien conocidos en donde la explotación ha sido de bajo riesgo. La parte del subsuelo está caracterizada principalmente por secuencias de arenas y arcillas, lo que ha hecho más fácil la perforación. Además los pozos son realmente someros, (aproximadamente 1500 metros en promedio) y su diseño es considerado como simple. Sin embargo, la historia de producción en la zona ha mostrado que la extracción de cada pozo declina con rapidez, por lo que es necesaria una intensa actividad de perforación si se desea mantener la producción de la cuenca.

Con el fin de aprovechar el potencial de la cuenca, se ha diseñado y puesto en marcha un plan de desarrollo, en el cual se contempla entre otras cosas, la perforación de 56 pozos exploratorios, más de mil pozos de desarrollo y la instalación de una nueva capacidad de manejo de gas, superior a los 1,000 (MMPCD).

Este programa, contempla dos tipos de escenarios que permitirán elevar la producción de gas:

El escenario conservador contempla un incremento en la producción que llegaría a 1,400 (MMPCD) en el año 2000.

El escenario ambicioso contempla un incremento en la producción que llegaría a 2,200 (MMPCD)

“El Proyecto Integral Cuenca de Burgos”, forma parte de los cuatro megaproyectos de PEMEX y es el más importante para el incremento de la producción de gas no asociado en el país, además permitirá que la Región Norte cobre una importancia capital en el esquema productivo nacional.

CONCLUSIONES

Las conclusiones y recomendaciones obtenidas de este trabajo, son muy amplias y diversas, dada la extensión de temas y períodos que se han abordado, por lo que solamente mencionaré las más relevantes y a mi juicio, las más importantes sobre el gas natural.

Los hidrocarburos, han sido un elemento fundamental para la economía, la vida política y social de nuestro país, han sido motivo de nuevas áreas de oportunidad y desarrollo, tanto nacional como internacionalmente, pero también han marcado para los mexicanos, un sello nacionalista de grandes raíces.

Sin embargo, la Industria del gas natural en México, ha dependido durante toda su historia del desarrollo que pueda tener la Industria del aceite crudo, por varias razones :

El mercado del aceite es más grande y redituable, que el mercado del gas natural.

La mayor parte de la producción de gas natural en nuestro país es de origen asociado al crudo, representando el 83 por ciento y tan solo un 17 por ciento de la producción total de gas natural, es obtenido de yacimientos de gas no asociado.

Sin embargo a pesar de esta dependencia, la industria del gas natural, ha desarrollado en base a su producción un mercado interesante que muestra expectativas de crecimiento muy importantes para los próximos años.

El gas natural es uno de los factores de competitividad de algunas de las ramas industriales exportadoras más importantes de México, pues su utilización en motores de combustión interna es la manera más eficaz y expedita de resolver la contaminación atmosférica de las grandes ciudades; razones que permiten augurar aumentos significativos en su demanda dentro de un período de tiempo relativamente corto'.

México cuenta con reservas probadas de gas natural, del orden de 68 billones de pies cúbicos, lo que le permite ubicarse en el lugar número 12 a nivel mundial; sin embargo, no ha sido posible que este combustible llegue a

la mayor parte de las regiones, las industrias y los hogares del país que lo requieren, motivo que debe de ser esencial para las proyecciones energéticas.

Desde hace tiempo, México ha tenido que importar gas natural (principalmente en la frontera norte), si bien las compras de gas no suelen ser excesivamente altas o caras para el país, la importación implica riesgos a largo plazo. Por ejemplo, pensando únicamente en el mercado estadounidense de gas natural, éste tiende a ser impredecible en cuanto a los volúmenes disponibles y muy volátil en cuanto a los precios.

Además, por ser un país con grandes reservas de gas natural, la vocación de México debe ser la de país exportador y no de un importador, y más aún, cuando Canadá compite también por el mercado estadounidense de gas natural, por lo que deberá de asignar niveles de inversión suficientes, para la actividad exploratoria de sus cuencas gasíferas.

El compromiso del gobierno mexicano de producir más gas, se ha cumplido esencialmente y se está tratando de cubrir ahora la mayor demanda interna; por otro lado ya se ha sustituido parte de las importaciones y en poco tiempo, éstas quedarán sustituidas por completo.

Durante los últimos meses de 1995 y principios de 1996, Pemex producía 3.6 mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural; actualmente ha elevado su producción a alrededor de 4.2 mil millones de pies cúbicos diarios y proyecta extraer 8 por ciento más durante todo el año de 1997, lo que podría consolidar la posición de México como país exportador de este combustible, y dejar de importar estas pequeñas cantidades de gas.

Aunado a estas medidas de mayor explotación y menores importaciones, se realizan también inversiones encaminadas a aprovechar el 100 por ciento del volumen que se extraiga de este energético.

En efecto, si bien las reservas probadas de gas en México son de 68 billones de pies cúbicos, equivalentes a tres cuartas partes de las reservas de Canadá y a 40 por ciento de las de Estados Unidos, la tasa de extracción en nuestro país puede permanecer durante 53 años, mientras que para Canadá y Estados Unidos, la tasa de extracción es de 19 y 9 años, respectivamente, pues sus ritmos requeridos de explotación son mucho más grandes*.

Se estima que los costos medios de exploración y desarrollo de campos de gas en México, comparativamente representan tan sólo una cuarta parte de los costos que se tienen en los Estados Unidos y una tercera parte de los costos de Canadá, lo que implica una enorme rentabilidad para los proyectos de inversión en los campos de gas mexicanos⁹.

Estas reservas de gas son suficientes para que la industria gasera contribuya a fortalecer la competitividad del sector industrial mexicano, por lo que debe subrayarse que los proyectos que actualmente se desarrollan en nuestro país, son considerados altamente rentables⁹.

Finalmente, se tiene contemplado, en algunas proyecciones sobre consumo mundial, que la demanda de gas crezca a una tasa promedio anual de 1.6 a 2.3 por ciento hasta el año 2000, con lo que su participación en el balance energético mundial, aumentará del 23 al 25 por ciento. Las razones de este crecimiento se hallan en una posición atractiva de precios relativos, en las abundantes reservas y en la preocupación por proteger al medio ambiente.

Así, el gas natural se consolidará como la mejor opción para la nueva capacidad de generación eléctrica.

A nivel mundial, las reservas de gas son abundantes y se espera que la demanda futura pueda ser satisfecha en todas las regiones del mundo, sobre todo si los precios aumentan. A pesar de los altos costos de transporte y de la lejanía de los mercados potenciales, el comercio de gas tenderá a incrementarse en el largo plazo.

Para los consumidores de gas será tan importante tener fuentes de abasto seguras y confiables, como para los productores tener una fuente de ingreso estable.

RECOMENDACIONES

Dentro del nuevo sistema de distribución, transporte y almacenamiento, que está teniendo el gas natural en México, se debe garantizar el abastecimiento para los nuevos distribuidores privados, con el fin de que este energético llegue realmente a todos los lugares del país y a los diferentes estratos sociales que lo requieren, a precios congruentes con sus costos de producción, distribución y almacenamiento y evitar por otro lado, la especulación por parte de las empresas privadas.

Petróleos Mexicanos deberá trabajar más en los proyectos de inversión sobre exploración de campos de gas, con la finalidad de garantizar la nueva y creciente demanda, que se espera tener de este energético, en las localidades del país donde se está invirtiendo infraestructura para su distribución por parte de la iniciativa privada.

Deberá fortalecerse la capacidad de almacenamiento, ya que la demanda, por parte de todos los sectores que integran el consumo nacional, tendrá fuertes variaciones y se requerirá esa capacidad que permita manejar diferentes volúmenes de gas, en diferentes tiempos y localidades.

En todo el país deberá optimizarse la utilización del gas natural y promover su consumo, para contrarrestar el uso de combustóleo en la generación de energía eléctrica. Esto le permitirá dar solución al compromiso de disminuir la contaminación que genera esta práctica.

En corto tiempo, se deberá dar un impulso a investigaciones y proyectos sobre consumo de gas natural en el transporte automotriz, principalmente en las zonas urbanas, donde los efectos de la contaminación del ambiente por el uso de gasolinas ya han adquirido niveles alarmantes. Baste decir que en la ciudad de México, durante los últimos seis años se han mantenido los 100 puntos IMECA de manera sostenida, y más aún, con cierta frecuencia, se rebasan los 250 puntos IMECA.

REFERENCIAS

1. Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie; Facultad de Ingeniería; M en Ing. José A. Gómez C., Ing. F. Becerril, Ing. L. Flores; Universidad Nacional Autónoma de México, julio de 1986.
2. Artículo del periódico El Sol de México, "El petróleo drama de México", "Historia, para que aprendan", "Mal uso de nuestros recursos", por Francisco Rodríguez, del miércoles 14 de febrero de 1996.
3. Discurso del Lic. Ignacio Pichardo Pagaza, durante la inauguración del Foro sobre Perspectivas del Gas, organizado por el Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos; México 17 de octubre de 1995.
4. El Origen del Petróleo; Cuaderno sobre Perspectiva Energética; David Osborne; Colegio de México, febrero de 1986.
5. Flujo Multifásico en Tuberías; Subdirección de Explotación; Ing. A. Acuña, Ing. F. Garaicochea, Ing. T. Limón; Instituto Mexicano del Petróleo, 1976.
6. Indicadores Petroleros, Informe mensual sobre producción y comercio de hidrocarburos; Pemex, Diciembre de 1996.
7. Ingeniería del Gas Natural; Biblioteca del Instituto Mexicano del Petróleo; Ing. N.E.Santamaría.
8. Información dada a conocer por el Lic. Ignacio Pichardo Pagaza, durante la Inauguración del XXVII Foro Nacional de la Industria Química, Hotel Niko, México Octubre 19 de 1995.
9. Industria gasera en México, desafíos y perspectiva (primera parte)/ Necesario garantizar el abasto del gas natural (segunda parte) artículos publicados por el Ing. Luis Vázquez Senties, Presidente de la Asociación Mexicana de Gas Natural en la revista Teorema, No.11 y 12, dic/96 mar/97. El Petróleo, drama de México, Historia para que aprendan Mal

ANTECEDENTES HISTÓRICOS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

uso de nuestros recursos, artículo publicado por el columnista, Francisco Rodríguez, en el periódico El Sol de México, 14 de febrero de 1996.

10. La Economía Política del Gas Natural en los Países de Europa Occidental; Trabajo presentado en el séptimo Congreso Mundial de la Asociación Económica Internacional; Ferdinand E. Banks; septiembre de 1983.
11. Memoria de Labores 1996, Petróleos Mexicanos. marzo de 1997.
12. La Producción de Gas y su Utilización en la República Mexicana; Ing. A. García, México marzo de 1973.
13. La Industria del Gas Natural en México, 1970-1985; Miguel H. Márquez D.; Programa de Energéticos de El Colegio de México, 1989.
14. La Guerra Secreta en México; Friederich Katz; tomo 1, Europa, Estados Unidos y la Revolución Mexicana, tomo 2, La Revolución Mexicana y la tormenta de la Primera Guerra Mundial, ediciones Era, 1982.
15. Transporte de Hidrocarburos por Ductos; Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.; Ing. F. Garaicochea, Ing. C. Bernal, Ing. O. López; México 1991.
16. Oportunidades de Inversión en el Sector Energético; Secretaría de Energía, 1996.
17. Panorama General del Gas Natural y sus Tecnologías en el siglo XXI; Cuaderno sobre Perspectiva Energética; Richard H. Hilt; Colegio de México.
18. Pemex y la Eficiencia Energética; Programa de Energéticos; Dr. Reséndiz Nuñez; Colegio de México.
19. Presente y Futuro del Gas Natural; Cuaderno sobre Perspectiva Energética; Miguel S. Wionczek y Marcela Serrato; Colegio de México.

ANTECEDENTES HISTORICOS Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MEXICO

20. Perspectivas y Retos de la Industria Petrolera Mexicana para fines del siglo XX; Programa de Energéticos; Ing. J.L. García; Colegio de México.
21. Programa de Desarrollo y Reestructuración de la Energía 1995-2000, Diario Oficial de la Federación; lunes 19 de febrero 1996).
22. Prontuario Estadístico del Sector Energético 1990-1995; editado por la Dirección de Política Energética Internacional de la Secretaría de Energía; diciembre de 1996.
23. Reglamento de Gas Natural; Secretaria de Energía; Diario Oficial de la Federación; México, miércoles 8 de noviembre de 1995.
24. Resultados de Operación 1996, Petróleos Mexicanos, febrero de 1997.
25. Situación Actual y Perspectivas del Gas Natural en México; Programa de Energéticos, Marcela Serrato; Colegio de México 1986.
26. Tendencias Recientes del Mercado de Energía y la Nueva Geopolítica del Petróleo y el Gas Natural; Cuaderno sobre Perspectiva Energética; Edgardo Cursio; Colegio de México.
27. El petróleo; Edición especial del 50 aniversario de Pemex; Petróleos Mexicanos, 1988.
28. Historia general de México, tomo 2; obra preparada por el Centro de Estudios Históricos del Colegio de México; 1976.
29. Mazari M. "Hacia el tercer milenio" (coordinador), El Colegio de México. 1996.
30. Gas Natural en México Situación actual y perspectivas; trabajo presentado por el Ing. Ricardo Palacios Calva, en su ingreso a la Academia de Ingeniería, publicado por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.; en junio de 1997.

NOMENCLATURA

B	Barriles
BD	Barriles diarios
BTU	British thermal units
BPC	Billones de pies cúbicos
MB	Miles de barriles
MBD	Miles de barriles diarios
MMB	Millones de barriles
MMMB	Miles de millones de barriles
MMBD	Millones de barriles diarios
MMPCE	Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MMMPCD	Miles de millones de pies cúbicos diarios
MTBE	Metil terbutil éter