

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

36
24-



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAMPUS ARAGÓN
UNIDAD ACADÉMICA

" PROYECTO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS
NATURAL EN LA REPÚBLICA MEXICANA "

T E S I S

QUE, PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
ÁREA INDUSTRIAL

PRESENTA

JOSÉ ENRIQUE FRIAS HINOJOSA

MÉXICO, D.F.

1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN
DIRECCIÓN

JOSE ENRIQUE FRIAS HINOJOSA
P R E S E N T E .

En contestación a la solicitud de fecha 19 de agosto del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. CASSIODORO DOMÍNGUEZ CRISANTO pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado, "PROYECTO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL EN LA REPUBLICA MEXICANA", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México., a 28 de agosto de 1997
EL DIRECTOR


M en I CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO

c c p Jefe de la Unidad Académica.
c c p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
c c p Asesor de Tesis.

CCMC/AIR/vr





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
CAMPUS ARAGÓN
UNIDAD ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA
Jefe de la Carrera de Ingeniería
Mecánica Eléctrica,
Presente.

En atención a la solicitud de fecha 6 de octubre del año en curso, por la que se comunica que el alumno JOSÉ ENRIQUE FRÍAS HINOJOSA, de la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista, ha concluido su trabajo de investigación intitulado "PROYECTO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN LA REPÚBLICA MEXICANA", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México, 7 de octubre de 1997
EL JEFE DE LA UNIDAD


DR. ALBERTO IBARRA ROSAS


c c p Asesor de Tesis.
c c p interesado.

AIR/la.

Proyecto para el almacenamiento
subterráneo de gas natural
en la República Mexicana



Tesis Presentada por:
Enrique Frias Hinojosa

INDICE

Introducción

Capítulo I.

Origen y fundamentación para el proyecto "Almacenamiento subterráneo de gas natural en domos salinos y/o yacimientos agotados"

- 1.1 Antecedentes
- 1.2 Introducción
- 1.3 Justificación
- 1.4 Objetivos
- 1.5 Alcances del estudio
- 1.6 Ubicación de sitios probables
 - 1.6.1 Características generales
 - 1.6.2 Características específicas de los sitios
- 1.7 Criterios de selección
- 1.8 Requerimientos
- 1.9 Definición de sitios potenciales
- 1.10 Normas
- 1.11 Filosofía de operación

Capítulo II.

Aspectos generales del gas natural.

- 2.1 Marco conceptual
 - 2.1.1 Antecedentes
 - 2.1.2 Proceso y uso
 - 2.1.3 Desventajas
- 2.2 Importancia del gas natural como energético
 - 2.2.1 Panorama mundial
 - 2.2.2 Reservas
 - 2.2.3 Producción
 - 2.2.4 Consumo
 - 2.2.5 Panorama nacional
 - 2.2.6 Reservas
 - 2.2.7 Producción
- 2.3 El mercado nacional de energía
 - 2.3.1 Estructura institucional del sector
 - 2.3.2 Consumo final de gas natural por sectores

Capítulo II.

Aspectos generales del gas natural.

- 2.3.3 Análisis por sectores.
- 2.3.4 Análisis por regiones
- 2.3.5 Exportaciones
- 2.3.6 Extracción
- 2.3.7 Procesamiento
- 2.3.8 Transporte y distribución
- 2.3.9 Balance Oferta-Demanda
- 2.4 Prospectiva del mercado de gas natural 1996-2005
 - 2.4.1 Evolución esperada de la demanda
 - 2.4.2 Reservas
 - 2.4.3 Extracción
 - 2.4.4 Balance oferta demanda
- 2.5 Áreas de inversión para los particulares y el sector público
 - 2.5.1 Estrategia General
 - 2.5.2 Oportunidades de inversión para los particulares

Capítulo III

Características generales de los almacenamientos de gas natural.

- 3.1 Almacenamiento de hidrocarburos
 - 3.1.1 Almacenamiento superficial
 - 3.1.2 Tecnología de almacenamiento subterráneo
- 3.2 Almacenamientos subterráneos de gas natural
- 3.3 Capacidad del yacimiento
- 3.4 Operaciones básicas de almacenamiento
- 3.5 Cavernas salinas minadas por disolución (lixiviación)
 - 3.5.1 Métodos para construir una caverna en un domo salino.
- 3.6 Almacenamiento de gas natural en formaciones porosas
 - 3.6.1 Requerimientos geológicos para el almacenamiento de gas en formaciones porosas
 - 3.6.2 Tipos de almacenamiento
 - 3.6.3 Exploración y prefactibilidad
 - 3.6.4 Conversión y primer llenado
 - 3.6.4.1 Conversión de un yacimiento de gas natural parcialmente agotado.
 - 3.6.4.2 Conversión de un yacimiento de aceite parcialmente agotado.
 - 3.6.4.3 Instalación de un acuífero de almacenamiento
 - 3.6.5 Equipo técnico
 - 3.6.5.1 Equipo básico
 - 3.6.5.2 Equipo superficial
- 3.7 Tanques subterráneos (botella)
- 3.8 Almacenamiento en líneas de transmisión.
- 3.9 Acondicionamiento de minas.

Capítulo IV

Análisis y descripción de la infraestructura superficial.

4.1 Filosofía de operación

4.2 Caso 1

4.2.1 Proceso de producción

4.2.2 Instalaciones de producción

4.2.3 Áreas de pozo

4.2.4 Gasoductos

4.2.5 Planta de tratamiento

4.3 Caso 2

4.3.1 Proceso de almacenamiento

4.3.2 Instalaciones de almacenamiento

4.3.3 Áreas de pozo

4.3.4 Gasoductos

4.3.5 Planta de tratamiento

4.4 Caso 3

4.4.1 Plataforma

4.4.2 Proceso de almacenamiento

4.4.3 Instalaciones del almacenamiento

4.4.4 Tuberías submarinas

4.4.5 Planta de tratamiento

4.5 Infraestructura superficial

4.5.1 Yacimientos agotados (descripción de las instalaciones)

4.5.1.1 Datos básicos.

4.5.1.2 Instalaciones de llenado

4.5.1.3 Instalaciones de extracción

4.5.1.4 Instalaciones comunes

4.5.2 Cavidades salinas (descripción de las instalaciones)

4.5.2.1 Datos básicos

4.5.2.2 Instalaciones de llenado

4.5.2.3 Instalaciones de extracción

4.5.2.4 Instalaciones comunes

Capítulo V

Operaciones en los campos de almacenamiento.

- 5.1 Evaluación para el desempeño óptimo del yacimiento**
 - 5.1.1 Inventario en el almacenamiento de gas.
 - 5.1.2 Recuperabilidad del inventario
- 5.2 Verificación del inventario**
 - 5.2.1 Migración en almacenamientos
 - 5.2.2 La entrega relacionada con el inventario y la migración
 - 5.2.3 Aspectos de la entrega con necesidad de investigación
 - 5.2.4 El efecto de las instalaciones superficiales en la entrega del almacenamiento
 - 5.2.5 Verificación del inventario utilizando la presión contenida de histéresis
 - 5.2.6 Uso de "pozos clave" indicador simple
 - 5.2.7 Comportamiento de la presión contenida observada en almacenamientos de acuíferos
 - 5.2.8 Uso de varios indicadores "pozos clave"
 - 5.2.9 Utilización de antiguos pozos para la observación en la verificación del inventario
- 5.3 Métodos para determinar e identificar fugas**
 - 5.3.1 Fugas en el umbral, a través del estrato impermeable o en los límites del yacimiento
 - 5.3.2 Fugas en el agujero del pozo

Capítulo VI

Estudio técnico económico para la construcción del almacenamiento subterráneo de gas natural.

- 6.1 Fundamentos financieros**
 - 6.1.1 Utilización del almacenamiento
 - 6.1.2 Elementos de análisis de rentabilidad
 - 6.1.2.1 Costo de un almacenamiento
 - 6.1.2.1.1 Costos de construcción
 - 6.1.2.1.2 Costo de explotación
 - 6.1.2.1.3 Gastos financieros del gas almacenado y del gas colección
 - 6.1.2.2 Beneficios del almacenamiento
 - 6.1.2.3 Tarifas
- 6.2 Estimación de costo para la construcción del almacenamiento subterráneo de gas natural.**
 - 6.2.1 Yacimientos depresionados

Capítulo VI

Estudio técnico económico para la construcción del almacenamiento subterráneo de gas natural.

- 6.2.1.1 Trabajos de exploración complementaria
- 6.2.1.2 Pozos de explotación y de control
- 6.2.1.3 Instalaciones superficiales
- 6.2.2 Cavitades salinas
 - 6.2.2.1 Trabajos de exploración geológica
 - 6.2.2.2 Creación de las cavidades
 - 6.2.2.3 Instalaciones superficiales
 - 6.2.2.4 Costo recapitulativo
- 6.3 Costos de operación y mantenimiento
 - 6.3.1 Recursos humanos
 - 6.3.2 Otros costos directos
 - 6.3.3 Costos eléctricos
 - 6.3.4 Trietilenglicol
 - 6.3.5 Pruebas de sonar e integridad mecánica.
 - 6.3.6 Mantenimiento
- 6.4 Análisis para la justificación del proyecto
 - 6.4.1 Método de valor presente (VP)
 - 6.4.2 Método de tasa de rendimiento (TR)
 - 6.4.3 Método del período de recuperación (PR)

Conclusiones

Glosario

Apéndice

Bibliografía

INTRODUCCIÓN

La elaboración del presente proyecto de investigación, surge como consecuencia del incremento de la demanda referente al gas natural, por lo que el objetivo principal de este trabajo es estudiar y evaluar las posibles alternativas, que permitan hacer frente, primero a las altas demandas que este hidrocarburo tendrá en los próximos años como consecuencia de las nuevas disposiciones gubernamentales así como garantizar la seguridad de la vida humana y del medio ambiente en general.

El almacenamiento permite cubrir los imprevistos eventuales de los suministros vinculados por ejemplo a las operaciones de mantenimiento o a incidentes técnicos en los yacimientos, en los centros de procesamiento o en la red de transporte (gasoducto o estación de compresión) o a incumplimiento o fallas de un proveedor.

El empleo del gas natural, como materia prima energética, es un hecho relativamente reciente; a principios del presente siglo no tuvo uso alguno, pero poco a poco empezó a utilizarse en las calderas de los campos petroleros para la generación de vapor y en el accionar de bombas de perforación.

Actualmente, en México, el gas natural se utiliza como combustible en las instalaciones de la industria petrolera, en los sectores eléctrico e industrial, así como el residencial y doméstico. Además, es la principal materia prima de la industria petroquímica, en donde este hidrocarburo tiene su uso más rentable, ya que es ocupado para la fabricación de un sinnúmero de productos de uso cotidiano.

Entrando al contexto del proyecto, se plantea en el capítulo I, el origen y la fundamentación del proyecto "Almacenamiento de gas natural y/o yacimientos agotados", solicitado como consecuencia de la creación entre otros de Pemex Gas y Petroquímica Básica con la función asignada a dicho organismo del procesamiento del gas natural y derivados del mismo; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos. Tal solicitud con el objetivo de proporcionar a Pemex Gas y Petroquímica Básica una visión general de las posibilidades para desarrollar proyectos de almacenamientos subterráneos de gas natural, con una estimación preliminar de los costos de desarrollo para cada sitio.

En el capítulo II se hace referencia a los aspectos generales del gas natural como son, entre otros, sus características, su proceso y usos, la importancia como energético, el mercado nacional de energía, la prospectiva hacia el 2005 así como las áreas de inversión para los particulares y el sector público. Cabe mencionar, que el capítulo cuenta además con información estadística que data desde los ochentas como un soporte para el desarrollo del proyecto.

"Proyecto para el almacenamiento subterráneo de gas natural en la República Mexicana"

El capítulo III introduce al lector en los aspectos técnicos de las características generales de los almacenamientos de gas incluyendo todas las posibles alternativas actuales de almacenamiento tanto superficial como subterráneo así como sus orígenes sus desventajas y sus utilidades.

Dentro del capítulo IV se analiza y describe la infraestructura superficial: se describe la filosofía de operación, así como la posible infraestructura superficial para el caso específico de las necesidades con que el país cuenta.

En el capítulo V el estudio ya es más operacional en el aspecto que al almacenamiento se refiere ya que en este punto se desarrollan las operaciones técnicas de seguridad y mantenimiento que deben realizarse una vez que éste en operación para que funcione óptimamente

Para el capítulo VI, se reservan los aspectos de la justificación económica, donde se describen los costos tentativos así como los ingresos necesarios para poder desarrollar y mantener funcionando el almacenamiento en condiciones rentables de operación.

La metodología que se utilizo para el desarrollo de este proyecto de investigación incluye dos etapas: en la primera se llevo a cabo la recopilación y captura de la información necesaria y en la segunda el análisis para elaborar los parámetros técnicos y económicos para el desarrollo del almacenamiento subterráneo.

Cabe señalar lo complicado que representó obtener la información necesaria y oportuna para elaborar el trabajo; estas dificultades se debieron básicamente a la carencia de registros, estudios y datos confiables que impidieron tratar ciertos temas con el rigor y la profundidad debidos, ya que además cada componente del proyecto implica de especialistas para el desarrollo efectivo.

Finalmente, mi reconocimiento a todas aquellas personas, que de una u otra manera, brindaron desinteresadamente su ayuda para la realización de este trabajo de investigación, quienes con sus aportaciones e ideas lograron el mejoramiento del mismo.



CAPITULO I

Origen y fundamentación
para el proyecto
"Almacenamiento subterráneo de gas
natural en domos salinos y/o
yacimientos agotados"

CAPITULO I

Origen y fundamentación del proyecto: "Almacenamiento de gas natural en domos salinos y/o yacimientos agotados"

1.1 Antecedentes

En julio de 1992, el Congreso de la Unión emitió una nueva Ley Orgánica para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, donde establece la creación entre otros, de Pemex Gas y Petroquímica Básica como empresa descentralizada de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

La función asignada a dicho organismo es la de procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales.

Con fundamento a lo dispuesto en el artículo 11 fracción V de la Ley Orgánica, el H. Consejo de Administración del Organismo autorizó el 4 de diciembre de 1992, la estructura básica del mismo, quedando integrada por cinco subdirecciones, entre ellas la Subdirección de Gas Natural y Azufre.

En 1995, por acuerdo de la Dirección General No. DG/044/95, autorizó el cambio de denominación y reorganización de la Subdirección de Gas Natural y Azufre, quedando como Subdirección de Ductos, para realizar entre otras las funciones principales de: transportar el gas natural con los mejores estándares de seguridad, garantizar la disponibilidad del sistema de ductos con criterios de rentabilidad económica, así como buscar el crecimiento del negocio mediante la promoción de nuevas interconexiones, para optimizar la utilización de la red de transporte y ofrecer servicios competitivos que anticipen y satisfagan las necesidades de los usuarios

Las recientes modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, obligan a Pemex Gas y Petroquímica Básica dar acceso a terceros en su red de gasoductos; asimismo, permiten la participación del sector privado y social en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del gas natural. Estas modificaciones implican un cambio en las condiciones operativas y de mercado en las que la empresa se ha venido desempeñando.

En octubre de 1995, se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE), organismo que fue dotada de las facultades legales necesarias para actuar como ente regulador, encargado de aplicar e interpretar las distintas disposiciones reglamentarias en materia de gas natural. Posteriormente se publicó el Reglamento de Gas Natural, el cual constituye el documento básico que habrá de normar el mercado de gas natural en México.

Por lo anterior, y en concordancia con el nuevo Plan de Negocios, el H. Consejo de Administración autorizó mediante acuerdo No. DG/002/96 del 24 de enero de 1996, la nueva estructura de la Subdirección de Ductos.

1.2 Introducción

En virtud del impulso que el Gobierno Federal está dando al transporte, distribución y almacenamiento de gas natural; la distribución de gas natural en la República Mexicana debe responder al abastecimiento, que con frecuencia es poco flexible por las inversiones que se deben realizar, para el desarrollo de los sistemas de transporte, y al consumo que fluctúa cotidianamente, así como en periodos estacionales.

El almacenamiento subterráneo ofrece una solución racional a este problema, ya que mediante esta alternativa se pueden llenar las instalaciones durante los periodos de baja demanda, en los que hay exceso de capacidad disponible y extraerlo en periodos de alta demanda, en los cuales existe una escasez de capacidad en la red de transporte.

Por otra parte las técnicas de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos permiten realizar instalaciones muy seguras y confiables, particularmente apropiadas para grandes capacidades. Sin embargo, la aplicación de estas técnicas requiere condiciones geológicas particulares que no existen en todos los sitios. En consecuencia, la factibilidad de un proyecto implica necesariamente estudios preliminares destinados a determinar si las condiciones geológicas del sitio considerado son apropiadas.

En México, hasta la fecha, el gas natural es almacenado en el sistema nacional de gasoductos, mediante el represionamiento de estos, lo cual no es necesariamente la mejor solución desde el punto de vista de seguridad, por lo que se deben buscar alternativas que permitan contar con almacenamientos económicos que coadyuven a mantener de manera uniforme y óptima el empaque de las líneas de transporte de gas natural, evitando riesgos que pongan en peligro la vida humana, contaminación del medio ambiente, propicien desperdicios y consecuentemente bajas en el suministro, costos asociados con reparación y/o penalizaciones.

La República Mexicana cuenta con regiones que pueden ser favorables para desarrollar almacenamientos subterráneos mediante las técnicas en acuíferos, yacimientos agotados o en domos salinos, sin embargo, por las características de estas opciones en este estudio sólo se considerarán las dos últimas alternativas, ya que técnica y económicamente presentan ventajas por unidad de producto almacenado. Por lo anterior, Pemex Gas y Petroquímica Básica, de acuerdo a su programa de inversión para 1996, programó e inició la realización en la República Mexicana los estudios correspondientes para sustentar el almacenamiento subterráneo de gas natural en yacimientos agotados y/o domos salinos.

1.3 Justificación

Tener una reserva estratégica que permita el abastecimiento constante a clientes en caso de interrupciones en el suministro por incidentes o causas de fuerza mayor, evitará hacer importaciones no programadas que incrementan considerablemente el precio del gas natural adquirido por esta vía.

Evitar penalizaciones por interrupción o bajas en el suministro de gas natural, a los principales clientes de Pemex Gas y Petroquímica Básica cuando se susciten eventos adversos que limiten la distribución.

Contar con un volumen de almacenamiento que permita cubrir el déficit de este energético en épocas de alta demanda, evitando las importaciones a precios elevados, ya que se aprovecharía la compra del gas en períodos de baja demanda cuando el precio es más bajo.

Mediante el almacenamiento subterráneo se podrá mantener de manera uniforme y óptima el empaque de los ductos de transporte de gas natural, haciendo un mejor uso de la capacidad de los mismos, evitando transportar flujos variables.

Mediante la nueva regulación, ofrecer servicios adicionales a los usuarios.

1.4 Objetivos:

Proporcionar a Pemex Gas y Petroquímica Básica una visión general de las posibilidades para desarrollar proyectos de almacenamientos subterráneos de gas natural, con una estimación preliminar de los costos y el tiempo de desarrollo para cada sitio.

Disponer de alternativas para el desarrollo de almacenamientos altamente estratégicos que proporcionen seguridad en las instalaciones y al medio ambiente.

Contar con los elementos de juicio necesarios para evaluar las posibilidades de construir sistemas de depósito subterráneo de gas natural en la República Mexicana.

1.5 Alcances del estudio:

Definir los sitios potenciales para el desarrollo de almacenamientos subterráneos, mediante el análisis de la información geológica, geofísica y de ingeniería petrolera disponible de los sitios probables, tanto para yacimientos agotados como para domos salinos.

Evaluar las posibilidades de realizar almacenamientos en yacimientos agotados y/o domos salinos, en función de las características técnicas y estratégicas que presente cada sitio evaluado.

Clasificar los sitios de acuerdo a sus características geológicas geofísicas y de ingeniería petrolera, así como, por el grado de confiabilidad que presentan para el desarrollo del proyecto.

Jerarquizar los sitios potenciales en función de las ventajas técnicas, económicas y de seguridad que presentan cada uno de ellos para el desarrollo del proyecto, tomando en cuenta su ubicación estratégica con respecto a los centros de producción, distribución y consumo.

Determinar el volumen óptimo de almacenamiento de gas natural, que permita hacer frente a las necesidades de corto y mediano plazos, definiendo claramente los criterios de evaluación considerados para su determinación.

Presentar un programa tentativo para el desarrollo del proyecto donde se definan claramente las etapas correspondientes para su ejecución, considerando la variación en técnica y el volumen requerido.

Presentar un estimado de costos que se requiere para la construcción de los almacenamientos, tomando en consideración la variación en técnica y volumen de almacenamiento.

Definir las características técnicas de las instalaciones de almacenamiento requeridas, en lo que se refiere a la construcción, acondicionamiento y operación de cada opción considerada, así como, la metodología de desarrollo, principio de funcionamiento y consideraciones de diseño más importantes.

Desarrollar un análisis financiero, que permita establecer las alternativas de financiamiento más apropiadas para la construcción del almacenamiento.

Proponer tarifas para la prestación del servicio de almacenamiento.

Presentar el análisis de rentabilidad del sitio que presente las mejores condiciones para el almacenamiento subterráneo.

1.6 Ubicación de sitios probables

1.6.1 Características generales

Pemex Gas y Petroquímica Básica en función de la infraestructura actual de ductos, centros de producción y abastecimiento de gas natural, ha identificado cinco áreas potenciales para el desarrollo de almacenamientos subterráneos, las cuales comprenden: Monterrey, N.L., Reynosa - Los Ramones, Cempoala, Ver., Valle de México (Texcoco, Mex; Tula y Santa Ana, Hgo. y la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec (Área

Coatzacoalcos, Ver.), mismas que deberán ser analizadas técnica y económicamente para definir la factibilidad de su desarrollo.

1.6.2 Características específicas de los sitios

Monterrey, N. L.

La selección de este sitio se determinó en base a la existencia de un estrato salino aledaño a la Cd. de Monterrey N.L., identificado a través de una perforación realizada por Pemex, de los pozos Minas Viejas y Potrero Chico, localizados aproximadamente a 20 km. al noroeste de la misma ciudad. Así mismo, por la infraestructura de transporte disponible en el área, su cercanía a los centros de producción, consumo e instalaciones de importación de gas natural, así como por la existencia de yacimientos agotados.

Reynosa - Los Ramones

Esta opción se consideró por su carácter estratégico y de infraestructura, dada su cercanía a los centros de producción en la Región norte, consumo e instalaciones de importación/exportación del producto y la existencia de yacimientos agotados, así como por la interconexión norte-sur del sistema troncal de gasoductos y por la presencia de estratos salinos detectada por la perforación del pozo los Ramones, ubicado aproximadamente a 55km. Al este de la ciudad de Monterrey, N.L.

Área de Veracruz (Cempala y Cocuite).

El área se seleccionó por la infraestructura de transporte disponible en el lugar, por la interconexión de gasoductos hacia el centro de la República y por su cercanía a los centros de producción.

Valle de México (Texcoco, Edo. Mex., Tula y Santa Ana Hgo.)

Esta región está contemplada por la demanda actual y futura de gas natural, prevista en el mediano plazo.

Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec (Área Coatzacoalcos)

Esta opción fue considerada por la naturaleza de la región, que se caracteriza por la presencia de domos salinos, dentro de los que destacan Ixhuatlan, Moloacán y Tuzandepetl principalmente, localizados aproximadamente a 20, 30 y 20 Km. de la Cd. de Coatzacoalcos, Ver. Así mismo se consideraron por su ubicación estratégica respecto

a la infraestructura de transporte y centros de producción y consumo (complejos petroquímicos principalmente), además del conocimiento que se tiene del área, basado en el desarrollo de almacenamiento subterráneo de crudo en Tuzandepetl, Ver.

1.7 Criterios de selección:

El estudio técnico económico para seleccionar el área o áreas más convenientes de las propuestas antes mencionadas deberá tomar en cuenta para su evaluación los siguientes criterios:

- Por su condición geológica
- Por grado de confianza en la factibilidad
- Por técnica de almacenamiento
- Infraestructura
- Por situación geográfica
- Flexibilidad
- Por el costo de desarrollo
- Por su rentabilidad económica
- Por el mercado potencial

1.8 Requerimientos

1.8.1 Geología

Mediante el análisis de la información de geología superficial y de subsuelo, establecer la correlación correspondiente con los núcleos, muestras de canal y con la información de los pozos exploratorios cercanos al área, con el propósito de definir la columna geológica, la secuencia estratigráfica y la edad de las formaciones presentes.

Con base a la reinterpretación que se realice a las secciones sísmicas que definieron las estructuras de los sitios probables, confirmar o en su caso presentar alternativas de modificación de los rasgos estructurales, así como su distribución en las áreas propuestas, con la finalidad de apoyar la selección de los sitios.

1.8.2 Pozo Exploratorio

Para los yacimientos agotados, realizar la reinterpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos del pozo, para definir los límites de los intervalos productores, el tipo de fluido y las características petrofísicas; asimismo, relacionar la interpretación de los registros con la descripción de los núcleos para establecer la columna geológica del pozo y tentativamente los límites probables del yacimiento. En relación a domos salinos, realizar el análisis correspondiente a los registros geofísicos, y definir la cima,

las características litológicas suprayacentes, así como la composición mineralógica de la sal.

Si la información de los pozos exploratorios fuera insuficiente, se dispondrá de datos geológicos y geofísicos de los pozos cercanos al sitio.

1.8.3 Construcción

Con el propósito de tener los elementos de juicio necesarios para licitar la construcción del almacenamiento en yacimientos agotados y/o domos salinos, es conveniente disponer de la información relativa a las instalaciones superficiales, accesorios, servicios auxiliares, programa de perforación, lixiviación o acondicionamiento de pozos en el caso de yacimientos agotados, así como establecer un procedimiento tentativo que involucre las fases de construcción del almacenamiento.

1.8.4 Operación

Para cada una de las técnicas, proporcionar una relación de los equipos, accesorios y servicios auxiliares que se requieren para las instalaciones superficiales, así como sus capacidades y rangos de operación, que permitan manejar eficientemente el almacenamiento.

1.9 Definición de sitios potenciales

La definición de los sitios estará en función de sus condiciones geológicas y del grado de confianza en la factibilidad de desarrollar el proyecto, asimismo, se deberán considerar criterios técnicos, económicos y de seguridad tomando en cuenta, para cada sitio, el volumen de almacenamiento que se puede alcanzar, los posibles problemas técnicos, la importancia de los trabajos de reconocimiento necesarios, su ubicación en relación a los centros de producción y de consumo y la infraestructura a construir, para conectar el almacenamiento a la red de distribución del gas natural.

1.10 Normas

1.10.1 Técnica

Para dar las conclusiones técnicas referentes al posible desarrollo de los almacenamientos en los sitios potenciales, se deberán tomar en consideración las normas y códigos internacionales, así como, las establecidas por el gobierno federal, aplicando las que sean convenientes en materia de seguridad para el transporte, inyección, almacenamiento y recuperación del producto. Asimismo, se deberán respetar

las distancias mínimas entre las instalaciones y áreas circunvecinas, determinadas por los reglamentos vigentes.

1.10.2 Seguridad

Para el desarrollo del diseño preliminar del almacenamiento, se deberán considerar los requerimientos que marcan las normas de PEMEX, los reglamentos federales (SECOFI, SEDESOL) y los estatales, así como los estándares internacionales que permitan tener confiabilidad en la operación del almacenamiento.

1.10.3 Protección ambiental

Para el diseño preliminar del almacenamiento, relativas a las instalaciones de construcción y operación, se deberá tomar en consideración las normas ambientales establecidas por el Gobierno Federal.

1.11 Filosofía de operación

Para cada tipo de almacenamiento se deberá proporcionar la filosofía básica de operación que involucre las variables de control de proceso, operaciones especiales, operaciones anormales y sistemas de control convenientes que permitan manejar las instalaciones de manera segura y eficiente.



CAPITULO II

Aspectos generales del gas natural.

CAPITULO II

Aspectos generales del gas natural

2.1 Marco conceptual

2.1.1 Antecedentes

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular e impurezas que dependen de los yacimientos petrolíferos de donde se extrae. Su principal componente es el metano, el cual se encuentra hasta en un 90% en algunos tipos de gas, mientras que en otros puede ser de 80% o menos.

Otros componentes hidrocarburos del gas natural, se encuentran presentes en concentraciones decrecientes como el etano, el propano y el butano. Pueden encontrarse también otros gases no hidrocarburos como el bióxido de carbono, el ácido sulfhídrico, sulfato de hidrógeno, el helio, el argón y el nitrógeno.

El ácido sulfhídrico es la impureza más indeseable que puede encontrarse. Este gas es tóxico y corrosivo; al quemarse resultan productos de combustión que contienen óxidos de azufre que son a su vez corrosivos para la mayor parte de los materiales, así como perjudiciales para la vida animal y vegetal. Estos gases, denominados ácidos deben ser tratados para eliminar esta impureza antes de proceder a su comercialización.

Los constituyentes inertes, como el nitrógeno, suelen ser ignorados; su único inconveniente es que disminuyen el poder calorífico, excepto en el caso en que dichos componentes se encuentren en cantidades muy importantes y puedan afectar materialmente a la combustión o a la compatibilidad con otros gases.

Otro componente inerte es el helio; cuando se encuentra presente en cantidades superiores al 0.2% en volumen, puede ser interesante recuperarlo, aunque esta cifra puede variar en función de la localización de los yacimientos petrolíferos. El helio es el gas más ligero entre los inertes (y por ello no inflamable); sus propiedades le confieren en la actualidad, numerosas aplicaciones en la exploración del espacio, la medicina, la industria, la energía nuclear, etc. siendo el gas natural la única fuente de la que comercialmente puede obtenerse.

Por otro lado, la extracción de gas de los yacimientos petrolíferos se realiza con procesos similares a los que se usan en la explotación del aceite crudo.

En primer lugar, se realizan las actividades de exploración, que son el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir mayores reservas y evaluar las posibilidades petrolíferas de nuevas regiones.

Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, empiezan las actividades de explotación que desarrollan los campos petroleros, tomando en cuenta factores como la dimensión de la estructura, espesor del estrato productor, posibilidades de producción y análisis económico de la cantidad de equipos de perforación necesarios, entre otros.

Finalmente, el pozo ya en producción se conecta a la tubería de descarga para conducir el hidrocarburo a la tubería de separación que segrega el aceite del gas, y éstos continúan su curso por ductos diferentes.

En la mayoría de estos yacimientos existen cantidades variables de gas, ya sea en solución con el petróleo, o en una capa gaseosa encima del mismo. A este tipo de gas se le denomina gas asociado. Cuando el gas está disuelto en el petróleo, necesariamente se le extrae junto con él. Sin embargo, el gas que se encuentra en una capa por encima del petróleo; raras veces se le produce sino hasta después de extraer el petróleo, si se extrajese antes, se reduciría el factor de recuperación del petróleo.

En algunas estructuras sólo existe gas natural. Este es el llamado gas no asociado, y su origen corresponde a alguno de los dos siguientes mecanismos:

- ➔ Degradación bioquímica de la materia orgánica en rocas sedimentarias poco profundas y de edades geológicas relativamente recientes, en cuyo caso, como en el gas de los pantanos, la composición es casi exclusivamente bióxido de carbono y metano; y .
- ➔ Degradación química de residuos orgánicos en rocas profundas y antiguas.

En el gas denominado asociado, a las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, los líquidos se encuentran saturados de gases que se desprenden durante el proceso de extracción. En este tipo de gas, el contenido de etano es generalmente más alto que en los gases no asociados, y contiene también cantidades importantes de propano y de hidrocarburos más pesados, por lo que suele ser una fuente importante de gas licuado y gasolinas.

2.1.2 Proceso y usos

Una vez que el gas ha sido extraído de los pozos, antes de iniciarse su transporte hacia los puntos de consumo, suele ser necesario llevar a cabo una serie de operaciones de tratamiento, con objeto de reducir el contenido de agua e hidrocarburos pesados, a niveles que eviten el peligro de formación de hidratos y condensaciones en las tuberías. Con objeto de ajustar las características de combustión del gas, la eliminación del bióxido de carbono y del nitrógeno puede ser en ocasiones también necesaria y, por supuesto, la exclusión del sulfuro de hidrógeno que puede formar ácidos corrosivos, es siempre forzosa cuando su concentración es un poco alta.

Este gas obtenido de los campos productores (figura 2.1), ya sea del tipo asociado o del no asociado, lo podemos clasificar principalmente en tres categorías: gas húmedo amargo, gas húmedo dulce y gas seco.

El gas húmedo amargo contiene porcentajes importantes de ácido sulfhídrico, por lo que es altamente corrosivo; motivo por el cual se le conduce a los complejos petroquímicos, donde en plantas de endulzamiento, se le separan las impurezas, con la finalidad de obtener gas endulzado y como subproducto azufre, del que se producen básicamente fertilizantes.

El gas húmedo dulce proviene de campos junto con el endulzado, pasan a las plantas de extracción de licuables, denominadas criogénicas, en las cuales, a través de un proceso de separación a bajas temperaturas, se obtienen de la corriente de gas dulce cuatro fracciones: metano, etano, propano y butano (gas licuado) e hidrocarburos más pesados (gasolinas), las que finalmente son utilizadas en los grandes centros de consumo.

El gas seco en combinación con los gases húmedos amargo y dulce, ya tratados, pueden utilizarse principalmente tanto en combustible como en forma de materia prima para la industria petroquímica.

Como combustible, en las diferentes instalaciones con que cuenta la industria petrolera nacional (refinerías, complejos petroquímicos, gasoductos, etc.), para la generación de electricidad, en una gran variedad de industrias productivas para el país, dentro de las que destacan la cementera, vidriera, cervecera, azucarera, papelera, etc. y en el sector doméstico.

En comparación con los combustibles sólidos y líquidos, el empleo del gas como combustible suministra mejores productos y menos pérdidas en industrias de precisión y artesanías, en industrias de mecanización de metales féreos y no féreos, en industrias de mosaicos, cerámica y ladrillos, y en las industrias de alimentación, cemento, papel y textiles

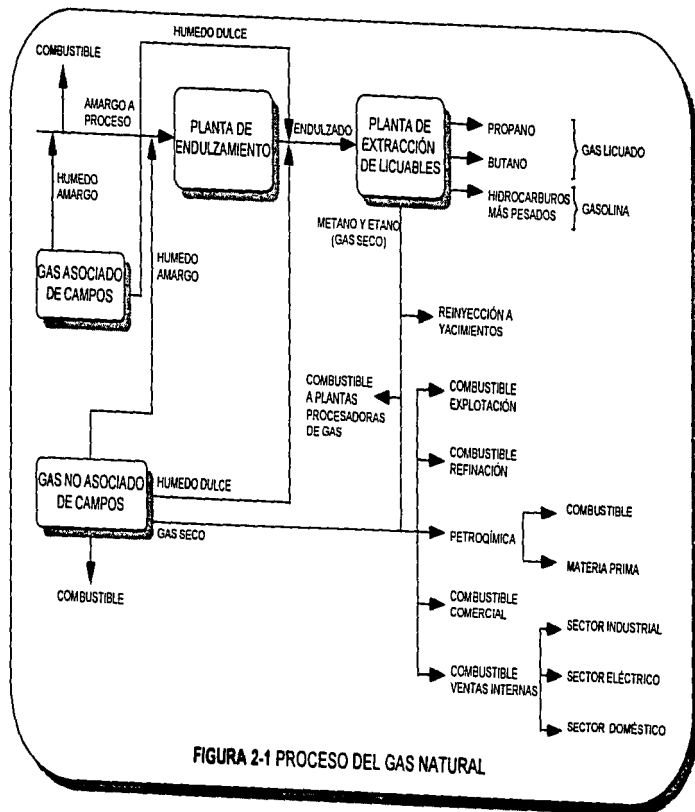


FIGURA 2-1 PROCESO DEL GAS NATURAL

En la industria petroquímica como la materia prima, donde el gas natural tiene su uso más rentable, debido a la diversidad de subproductos petroquímicos como: amoníaco, metanol y anhídrido carbónico, de los que se producen un sin número de productos de uso cotidiano, de estos se pueden destacar: tuberías, bebidas embotelladas, juguetes, lacas, tintas, pinturas, mangueras para agua y vapor, barnices, resinas, plásticos, hules sintéticos, llantas para automóviles y camiones, entre otros.

Además es utilizado en la reinyección a yacimientos de aceite para restaurar sus presiones y por lo mismo, su energía impulsora, con lo que se incrementa el factor de recuperación de aceite, de los mismos yacimientos.

Asimismo, posee ciertas cualidades específicas, que en mayor o en menor grado, pueden conferirle una ventaja sobre el resto de los combustibles alternativos con los que entra esta competencia. Tales ventajas son debidas en los cuatro hechos siguientes:

- ➔ La combustión de gas natural es completamente limpia y produce muy escasa contaminación, ya que al realizarse la combustión es totalmente desulfurado, por lo que no da lugar a lluvias ácidas; además, por su alto contenido de hidrógeno, al quemarse, contribuye menos que el petróleo y el carbón al efecto invernadero provocado por la acumulación de bióxido de carbono en la atmósfera.
- ➔ Se consigue una mejor regulación del calor, siendo posible conseguir temperatura y atmósferas controladas;
- ➔ Su comodidad de utilización es comparable con la electricidad, lo que le hace particularmente apreciado en los sectores comerciales y domésticos; y,
- ➔ En comparación con los combustibles sólidos y líquidos, el empleo del gas suministra mejores productos en las industrias de alimentación, cemento, papel y textiles.

2.1.3 Desventajas

El alto costo del transporte es considerado un serio problema que afecta el desarrollo del gas natural, ya que las redes de gasoductos requieren de grandes inversiones, sobre todo a grandes distancias, es necesario tomar en cuenta las grandes diferencias climáticas, las dificultades topográficas, el rendimiento por pozo, etc.; esto debido principalmente, a la baja densidad de éste energético, por lo que la utilización del mismo, se realiza casi exclusivamente en mercados que cuentan con una red de gasoductos, la cual está conectada directamente a los centros productores de gas.

Esto a pesar de considerables avances experimentados por la tecnología de construcción de gasoductos y aunque todavía hoy este medio de transporte se emplea para el 97% de

gas natural consumido en el mundo, el superar la barrera de los océanos y por lo tanto, la posibilidad física de realizar intercambios a nivel internacional, sólo se ha conseguido con el desarrollo de técnicas especiales que han hecho posible su transporte por vía marítima.

Los gasoductos resultan ser más caros que los oleoductos, y más caro aún en su transporte marítimo, ya que en primer término se necesita convertir el gas en líquido, enfriándolo a -160 grados centígrados a presión atmosférica, lo que lo contrae seiscientos veces respecto con su volumen original. Una vez que el gas se encuentra en estado líquido, es preciso transportarlo hasta los centros consumidores para su posterior regasificación y distribución, y para ello se construyen buques-tanque, los cuales cuestan más del doble que los buques para transportar petróleo de idénticas dimensiones. Además de que se requieren instalaciones portuarias y sofisticados medios para su licuefacción y regasificación.

Esta tecnología presenta sus problemas, ya que aproximadamente el 25% de la energía primaria se pierde en el procesamiento del gas natural al licuarlo y existe el grave riesgo de una explosión de un buque-tanque en algún puerto que pueda ocasionar graves daños humanos y materiales.

Otro problema considerable que presenta el gas natural, es el hecho de que en gran parte de su explotación se encuentra asociado, por lo que se obtiene como un subproducto o derivado de la producción de crudo.

Esta situación ha provocado que en algunos países del mundo, en su afán por extraer crudo y no contar con la infraestructura necesaria para aprovechar el gas, lo hayan quemado. Tal es el caso de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que todavía en años recientes, el 60% de su producción de gas era simplemente quemada!

2.2 Importancia del gas natural como energético.

2.2.1 Panorama mundial

Durante la primera mitad del presente siglo el interés por los recursos de gas natural fue mucho menos marcado que el del petróleo. El hallazgo de un campo de gas en una zona petrolera llegó a ser considerado por los exploradores como una catástrofe, por su escaso valor comercial.

La ausencia de una población numerosa y una industria local en los países subdesarrollados productores de petróleo, la casi autosuficiencia de los países industriales consumidores de gas natural, la falta de infraestructura y un mercado mundial establecido para este hidrocarburo, explican en parte el escaso aprecio que tuvo este combustible.

Sin embargo, el crecimiento acelerado del consumo de gas natural empezó en Estados Unidos después de la Segunda Guerra Mundial, en Europa occidental se dio hasta los años setenta, con el descubrimiento de importantes yacimientos de gas natural en Italia, Francia y sobre todo en Holanda.

A partir de entonces el desarrollo de los recursos del gas natural ha sido notable hasta el punto de que en los países industrializados, el gas cubre ahora parte del consumo de energéticos que supuestamente debía cubrir la energía nuclear, según los pronósticos que hicieron algunos expertos en la posguerra. Por otra parte, muchos de los países en el mundo que antes quemaban casi toda la producción de gas natural están aprovechándolo en la industria petroquímica y la exportación.

2.2.2 Reservas

El tema de las reservas de gas natural es complejo por particularidades de presencia y explotación de este combustible. La información sobre la magnitud de las reservas por descubrir y los distintos componentes de la oferta futura de gas es aún más escasa que la información disponible relativa al petróleo crudo.

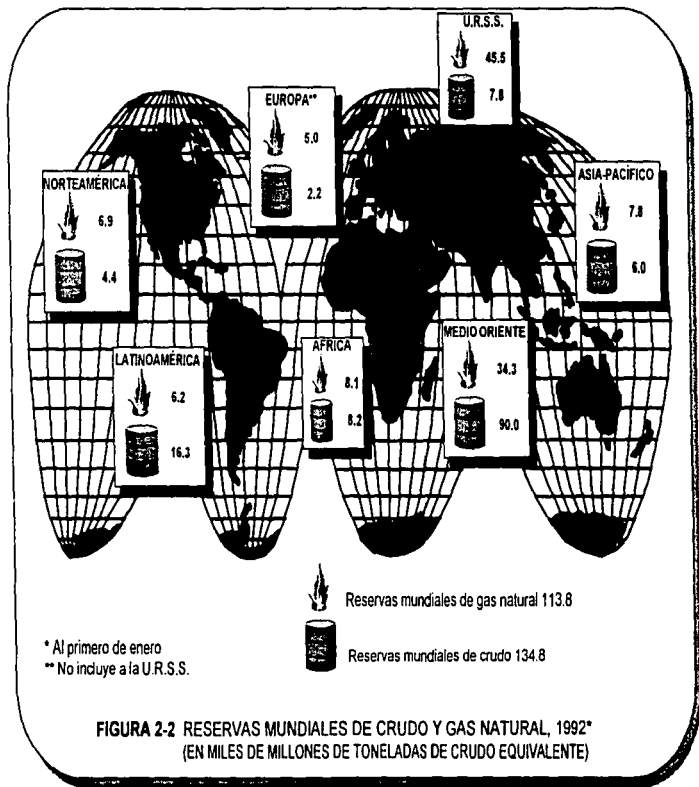
Las reservas mundiales de gas natural, entre 1979 y principios de 1992 mostraron tasas de crecimiento del 4.4 por ciento, ya que pasaron de 64.9 miles de millones de toneladas de crudo equivalente (MMMTCE) a 113.8 MMTCE, respectivamente (cuadro II-1).

Para el año de 1992, la Unión de Repúblicas Soviéticas Socialistas (URSS), cuenta con las mayores reservas conocidas de gas natural del mundo, alrededor del 40.0% con 45.5 MMTCE, país que además por la enorme amplitud de sus cuencas sedimentarias ofrece un potencial aún mayor.

El resto de los países de Europa y Asia Pacífico poseen 12.8 MMTCE (11.3%), los países del Medio Oriente, considerados en conjunto, tienen el 30.1%, los Continentes Americano y Africano contribuyen con el 11.5%, y el 7.1%, respectivamente (figura 2.2).

En los últimos años el nivel de las reservas mundiales de gas natural ha mostrado un comportamiento más dinámico que el de las reservas de crudo, ya que las primeras muestran tasas de crecimiento anual del 4.4% en promedio entre 1979 y 1992, y las de crudo sólo alcanza el 3.4 %.

Entre 1979 y 1987 las reservas de gas natural mostraron tasas de crecimiento del 4.8%, comportamiento apuesto tuvieron las reservas de crudo, las que prácticamente se estabilizaron creciendo en 1.0 % en promedio anual (Cuadro II-1). Cabe mencionar en que 1987, tanto las reservas de gas natural como las de crudo alcanzaron casi los mismos niveles con 94.4 y 95.2 MMTCE, respectivamente. Sin embargo, a partir de 1988 las reservas de crudo mostraron un incremento espectacular, debido principalmente a una súbita revalorización de reservas de los países miembros de la



Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), situación que no se presentó con las reservas de gas natural.

De las reservas internacionales de gas natural, que ascendieron a 4,933.6 billones de pies cúbicos (BPC) en 1995, nueve países integrantes de la OPEP mantienen el 38.6%, del cual la tercera parte corresponde a Irán. Por su parte, los países de América del Norte sólo registran el 6.1% (cuadro II-1).

Al ritmo actual de extracción del gas natural, las reservas pueden satisfacer el consumo mundial equivalente a 64.7 años.

Cabe destacar que la distribución geográfica de los yacimientos que contienen gas natural es muy distinta a la del petróleo, lo que significa una ventaja geopolítica; empero, estos yacimientos se encuentran situados en las regiones remotas, demasiado alejadas de los centros de consumo, por lo que es necesario la realización de inversiones muy elevadas. Por esta razón el problema del gas natural no es un problema de reservas, es fundamentalmente de transporte y almacenamiento.

Las actuales estimaciones de reservas de gas natural no incluye las probables y potenciales que se podrían explotar en las condiciones económicas y tecnológicas existentes, por esta razón el potencial de nuevos descubrimientos de gas natural es muy alto, por lo que se prevé que en un futuro las estimaciones sobre reservas de gas natural seguirán aumentando considerablemente.

2.2.3 Producción

En la actualidad los procedimientos de producción de gas natural son generalmente más sencillos que los del petróleo, y el hecho del que el gas sea más compresible que el petróleo, permite que la sola presión natural de los yacimientos, facilite la recuperación de cantidades muy elevadas del mismo, situación que hace innecesario, en la mayor parte de los casos el empleo de los costosos procedimientos de recuperación secundaria utilizados para el petróleo; por tanto, la producción de gas natural es menos costosa, en términos generales, que la del petróleo.

Sin embargo, los costos de transporte y almacenamiento de los hidrocarburos gaseosos son superiores a los hidrocarburos líquidos, por esta razón la economía de la explotación del gas natural se apoya en la existencia y proximidad de un mercado consumidor. Caso contrario muestra el petróleo, para el cual el almacenamiento y el transporte son generalmente, fáciles y poco costosos a demás que en la actualidad existe un mercado mundial muy desarrollado.

Estas consideraciones permiten explicar por que la producción de numerosos yacimientos de gas asociado en el mundo es quemado en los propios campos.

La producción de gas natural en el mundo para 1979 ascendió a 1299.8 MMTCE, mientras que en 1990 la producción fue de 1761.6 MMTCE. Es importante destacar que para este año el gas natural aportó el 21.8% de la producción mundial de energía primaria colocándose atrás del petróleo y del carbón quienes contribuyeron con el 38.9 y 26.9% respectivamente (cuadro II-3).

Sin embargo entre 1979 y 1990 la producción mostró un comportamiento dinámico, ya que alcanzó tasas de crecimiento anual del 2.5 en promedio, ubicándose solamente atrás de la producción de la energía nuclear, la que observó tasas de crecimiento del 10.4 % en el periodo señalado, la hidroelectricidad y el carbón tuvieron crecimientos del 2.3 y 1.6% respectivamente.

En 1995, la producción de gas seco en el mundo alcanzó 204,156 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). De este total, el 63.4% se concentró en tres frentes principales: CEI con 63,537 MMPCD (31.1%), Estados Unidos con 51,852 MMPCD (25.4%) y Canadá con 14,038 MMPCD (6.9%) (cuadro II-3)

Comportamiento opuesto mostró la producción de crudo ya que en 1979 y 1989 observo tasas negativas de crecimiento del orden de 0.2 % en promedio anual, situación que resulta de la implantación de diversas acciones tendientes al ahorro y conservación de la energía en países industrializados; esto a consecuencia de la crisis petrolera y a la elevación de los precios promedio internacionales del petróleo los que en 1981, alcanzaron en términos nominales y reales el más alto de los últimos 100 años. El precio promedio del crudo en Estados Unidos y del ligero saudita, en este año, ascendió a 31.77 y 32.33 dólares por barril respectivamente.

A partir de 1983 la URSS desplazo Estados Unidos de Norte América (EUA) en la producción de gas ya que este era el mayor productor y consumidor del mundo esto debido a que el gas natural ha ido creciendo con gran rapidez en los sectores de la economía soviética.

En 1990 la URSS produjo, 655.9 MMTCE cifra que representó el 37.3 % de la producción total del mundo, el segundo lugar que ocupa EUA con 443.8 MMTCE; estos dos países en conjunto en los últimos años han aportado alrededor del 63% de la producción mundial del gas (cuadro II-3). En el caso de México este solamente aporta el 1.4% de la producción mundial del gas.

Cabe señalar que no obstante casi todo el gas que se produce es consumido cerca de los campos por los problemas de transporte ya señalados. La URSS exportó en 1990, 110.4 billones de metros cúbicos de gas natural a través de los gasoductos, a países como Alemania, Checoslovaquia y Francia entre otros, mientras que EUA importó de Canadá 0.2 billones de metros cúbicos.

Por otro lado, Indonesia se ha convertido en el mayor exportador de gas en forma de gas natural licuado, a través de buques-tanque suministrándolo a Japón, Corea del Sur

y Taiwán. Otro país importante en la exportación de gas es Argelia quien envía el combustible a Francia, Bélgica, España, Inglaterra, EUA y Japón.

2.2.4 Consumo

El consumo de la energía primaria a nivel mundial, observó un comportamiento similar al de la producción, ya que la energía nuclear entre 1979 y 1990 tuvo las tasas más altas de crecimiento anual, 10.4 % en promedio, por lo que respecta al gas natural, la hidroelectricidad y el carbón mostraron tasas de crecimiento menos dinámicas que las de la energía nuclear, ya que fueron del orden de 2.9, 2.3 y 1.7 %, respectivamente; sin embargo, el crudo presentó un comportamiento casi estático en el promedio señalado ya que observó una tasa negativa del 0.1 % (cuadro II-4)

El consumo mundial de energía primaria, en términos de petróleo equivalente, alcanzó 8,136 millones de toneladas en 1995, siendo el 40% petróleo, 27% carbón, 23% gas natural y el 10% restante energía nuclear e hidroeléctrica.

A pesar del comportamiento estático observado por el crudo este continúa siendo el energético más consumido en el planeta, ya que por ejemplo, en 1990 aportó, 3101 millones de toneladas de crudo equivalentes (MMTCE) cifra que representó el 38.6 %; sin embargo, en los últimos años esta aportación muestra una tendencia hacia la baja, debido a que en 1979 el crudo aportaba el 46.1 % del consumo de energía primaria en el mundo.

Proceder opuesto es el mostrado por el gas natural que en los últimos años ha incrementado su participación en el consumo de energía primaria a nivel mundial, para 1990 aportó el orden de 1738.1 MMTCE, lo que representó el 21.6 por ciento.

El carbón, la energía nuclear y la hidroelectricidad presentan comportamientos similares al del gas natural, ya que mientras el carbón y la hidroelectricidad han mantenido un comportamiento estabilizado, la energía nuclear muestra un comportamiento acelerado, a pesar de que su contribución al consumo de energía primaria sigue siendo modesta del orden del 5.7%.

El gas natural ocupa el tercer lugar en el consumo de energía. Durante el período 1991 - 1995 presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 1.3%, superior a la del petróleo y carbón. De continuar esta tendencia, en 12 años se convertirá en la segunda fuente de energía primaria en importancia a nivel mundial.

El consumo de gas natural a nivel mundial, en 1995 alcanzó la cifra de 2,793 MMPCD, los cuales aproximadamente el 62% se concentró en cuatro países: Estados Unidos con 59,867 MMPCD (27.9%), CEI con 50,301 MMPCD (25%) Alemania con 7,169 MMPCD (3.6), y Canadá con 7,148 MMPCD (3.5%), proporción sostenida durante el período 1990-1995.

Los países que más utilizaron el gas natural en el mundo fueron la URSS y EUA quienes en 1990 consumieron 568.0 y 490.5 MMTCE, respectivamente, lo que significa que estos dos países en conjunto consumieron 60.9% (cuadro II-4)

En definitiva, las reservas de gas natural, son muy importantes, asegurando una cobertura, en relación con el consumo actual, superior a la del petróleo, ya que mientras la relación reservas - producción del gas natural es mayor a la de 60 años, esta relación para el petróleo sólo alcanza 43 años, lo que sugiere una mayor posibilidad de desarrollo del gas natural en cuanto a cobertura de las necesidades energéticas mundiales, lo que está ocurriendo en la actualidad, ya que la tasa de crecimiento del gas natural es superior a la del petróleo.

Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre con el petróleo o el carbón, el gas natural no dispone de un mercado global natural. El transporte del gas natural desde las regiones ampliamente dotadas se ve obstaculizado por el tipo de sistema necesario para dicho transporte.

Aunque el gas natural no cuenta con un mercado global, existe un mercado mundial para las tecnologías que fomentan el uso del gas o perfeccionan la producción de este recurso. Es en este campo donde residen las mejores oportunidades de que dispone la industria del gas natural para competir en todo el mundo.

Las plantas generadoras de energía eléctrica que trabajan con un ciclo combinado con base en la combustión de gas producen electricidad a niveles más eficientes que otros combustibles fósiles, requieren de inversiones de capital considerablemente inferiores y sus efectos contaminantes del ambiente son menores.

Además de satisfacer las necesidades ambientales, el gas natural puede ser utilizado en gran escala para producir energía eléctrica en los sectores domésticos y comercial. En efecto, si la instalación de gas se conecta con una unidad de cogeneración de energía, es posible obtener parte de la carga eléctrica necesaria. El acondicionamiento ambiental que no constituye una de las grandes preocupaciones en las regiones aún no urbanizadas será cada vez más importante que se afirmen y extiendan las tendencias hacia la urbanización actualmente vigentes.

El uso del gas natural en el sector industrial puede ayudar a las naciones en el proceso de industrialización reciente a expandir sus mercados, sin la aparición de los dos graves problemas que tienen que afrontar las naciones ya industrializadas: la contaminación y la dependencia excesiva de fuentes energéticas externas.

2.2.5 Panorama nacional

El desarrollo alcanzado por el país no sería imaginable sin la aportación del sector energético. Por su papel estratégico este sector tiene un importante impacto, tanto en las regiones, como en las principales variables macroeconómicas.

Actualmente el sector energético del país proporciona la energía necesaria para el funcionamiento y la expansión del aparato productivo y para la elevación del bienestar social que requiere el país. Además, como demandante de bienes y servicios, y a través de sus encadenamientos hacia adelante, impulsa el desarrollo de múltiples industrias.

El sector aportó el 4.2% del PIB (1988) y emplea de manera directa a más de 300 mil personas. En el periodo 1983 - 1988, sus aportaciones fiscales sumaron alrededor de 180 billones de pesos, a precios de 1988, que significa una participación promedio de 43% en los ingresos de la Federación. Para 1988, dicha participación fue del 35%.

En 1988, participó con 32.5% de las exportaciones totales de mercancías (77% en 1982); entre 1983 y 1990, el sector aportó cerca de 102 mil millones de dólares, por concepto de exportaciones petroleras.

2.2.6 Reservas

En términos de las reservas probadas, México se ubica en el décimo segundo lugar con 68,413 billones de pies cúbicos (BPC), lo que representa el 1.4% de las reservas mundiales (cuadro II-1).

Entre 1990 y 1995 se observó una tendencia moderadamente decreciente de las reservas probadas de gas seco, debido a que, en promedio, sólo se repusieron reservas por un monto equivalente al 43.8% de la extracción acumulada en el período. El mayor volumen de reservas, que corresponde al 53% del total nacional en 1995, se encuentra ubicado en la Región Norte.

2.2.7 Producción

En 1965, la producción de energía primaria en México fue de 418.9 billones de kilocalorías (BKCAL), de los cuales los hidrocarburos aportaron el 75.1% con 314.5 BKCAL, y el resto (24.9%) lo proporcionaron la leña, la hidroenergía, el bagazo de caña y el carbón (cuadro II-7).

Es importante mencionar que la producción de los hidrocarburos en 1965, estuvo distribuida de la siguiente manera: el petróleo aportó 178.6 BKCAL, o sea el 42.6%; el gas natural con 135.8 BKCAL, 32.4%, de esta cantidad el gas asociado contribuyó con 23.6 BKCAL (5.6%), mientras que el gas no asociado aportó 112.2 BKCAL (26.8%).

Para 1980, la producción de energía primaria mostró un crecimiento con respecto a 1965 del 9.5% en promedio anual, alcanzando 1631.7 BKCAL. Los hidrocarburos aumentaron su participación, alcanzando 90.2% con 1472.1 BKCAL, mientras que el carbón, la hidroenergía, el bagazo de caña y la leña disminuyeron su participación considerablemente.

Entre los hidrocarburos, el petróleo contribuyó con el 66.2% de la producción de energía primaria, el gas natural aportó el 23.9%, correspondiendo al 18.0% al gas asociado y el 5.9% al gas no asociado, con 294.6 y 95.8 BKCAL respectivamente.

Cabe destacar que para 1980 la relación de gas asociado con gas natural se modificó substancialmente, en comparación con 1965, debido a los grandes descubrimientos que se realizaron en los últimos años de la década de los setenta, los que contenían importantes cantidades de gas asociado con el crudo.

En 1990, a pesar de las buenas intenciones que se han tenido en el país por diversificar sus fuentes de energía, continuó la alta dependencia con respecto a los hidrocarburos en la producción de energía primaria, alcanzando para este año cifras del 89.9%.

Destacando el hecho de un crecimiento del petróleo y de los condensados y la considerable disminución mostrada por el gas natural, el cual para este año alcanzó una participación del 19.0%, mostrando en 1980 y 1990 un comportamiento estático, a pesar de que el gas asociado creció en 1.1% en promedio anual en el periodo señalado; sin embargo, el asociado mostró una caída bastante considerable en alrededor de 3.8% en promedio, debida principalmente a la enorme declinación que presentan los yacimientos de este tipo de gas, así como los casi nulos esfuerzos que dedicaron las actividades exploratorias en la búsqueda de yacimientos de gas.

Durante 1995, México registró una producción de gas seco de 2,793 MMPCD, que representa 1.4% del total mundial, ubicándose en el décimo segundo lugar (cuadro II-3).

2.3 El mercado nacional de energía.

La contribución del sector de la energía al producto interno bruto (PIB) durante el periodo de 1990-1993, en promedio fue de 4%. De este total, la extracción de petróleo y de gas natural y la producción de derivados participan con cerca del 60%.

Por lo que respecta a la oferta interna bruta de energía primaria, la situación entre 1965 y 1990 no varió mucho en comparación con la producción, ya que los hidrocarburos contribuyen con más de la tercera parte de la oferta de energía primaria (cuadro II-8).

En 1965 la oferta interna bruta de energía primaria alcanzó 390.0 BKCAL, los hidrocarburos participaron con el 73.1%, de los cuales el 43.8% correspondió al petróleo y el 29.3% al gas natural, mientras que en 1990 esta alcanzó 1317.5 BKCAL, mostrando

los hidrocarburos una mayor participación, con el 84.2% con 1109.8 BKCAL, correspondiendo 52.7% al petróleo, 28.8% al gas natural y 2.7% a los condensados.

Cabe destacar que mientras el gas asociado entre 1965 y 1990 muestra un crecimiento espectacular del 15.4% en promedio anual, el gas no asociado refleja un comportamiento opuesto al presentar tasas de crecimiento anuales negativas del orden del 1.9%.

El consumo nacional aparente de energía en el país durante 1995, registró las siguientes cifras: 135,595 GW/h de electricidad, 1,311 millones de barriles diarios (MBD) de petróleo crudo y 3,910.4 MMPCD de gas natural. El mayor ritmo de crecimiento correspondió a la electricidad, con promedio anual de 4.8% 1990 y 1995. El petróleo y el gas natural registraron incrementos de 0.6 y 1.1%, respectivamente.

Las ventas internas de gas natural, sin considerar los consumos de Pemex, durante 1995 registraron 1,551.7 MMPCD, con tasa de crecimiento promedio anual de 3% ya que en 1990 alcanzaron 1,343.2 MMPCD. El consumo de gas natural tiende a incrementarse en el país, debido a las políticas ambientales de sustitución de combustibles convencionales.

2.3.1 Estructura institucional del sector.

Como cabeza del sector, a la Secretaría de Energía (SE) le corresponden entre otras funciones: la conducción de la política energética del país; ejercer los derechos de la nación en materia de petróleo y todos los hidrocarburos ya sean sólidos, líquidos o gaseosos; conducir la actividad de las entidades coordinadas del sector de la energía explotación y transformación de estos recursos, promover la participación de particulares con apego a la legislación en los rubros no considerados como estratégicos. Igualmente, deberá llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, fijando las directrices económicas y sociales del sector energético nacional, así como el cumplimiento de la normatividad ecológica y, en su caso, proponer las acciones conducentes.

2.3.2 Consumo final de gas natural por sectores

Como ya se mencionó el gas natural es el factor fundamental en el desarrollo que ha tenido el país. Muestra de ello es la gran variedad de usos que se realizan de este hidrocarburo, principalmente como combustibles de los diversos sectores productivos que cuenta México, además de que es utilizado como materia prima para la industria petroquímica.

La demanda nacional de energía está conformada fundamentalmente por el consumo del propio sector energético y por los sectores de consumo final, como son: transporte, agropecuario, industrial, residencial, comercial y público.

Por lo respecta al sector residencial, comercial y público, el consumo de gas natural es modesto, ya que 1965 solamente demandó cerca del 1.9% del consumo de este hidrocarburo con 2.6 BKCAL, mientras que en 1990 la participación se incrementó moderadamente hasta alcanzar cifras de alrededor de 2.3% con 9.0 BKCAL (cuadro II-9).

El sector industrial históricamente ha sido consumidor de gas natural, atrás del sector petrolero, ya que en 1965 demandó el 24.6% del total de la Oferta de gas con 33.4 BKCAL, aumentando a 30.5% en 1990 con 120.7 BKCAL, siendo las industrias de petroquímica básica, la siderurgia y la química las mayores demandantes de este hidrocarburo en este sector, donde en 1990 consumieron en conjunto alrededor del 63.8% del total demandado por este sector.

Por lo que respecta al consumo de gas natural en el sector eléctrico, su participación en el consumo total de gas se ha mantenido, ya que en 1965 el uso de las plantas de este sector alcanzaba el 8.5% del total consumido en el país con 11.6 BKCAL, para 1990 la demanda de éste se incrementó a 34.3 BKCAL, cifra que representa solamente el 8.7% del consumo total de este hidrocarburo realizado en el país.

Cabe señalar que en 1985, este sector tuvo la más baja demanda del energético con sólo 19.6 BKCAL, cifra que representa solamente el 5.0% del consumo de gas del país; sin embargo, a partir de este año la demanda de gas por el sector eléctrico muestra una tendencia ascendente, debido a que el gas natural resulta ser uno de los energéticos menos contaminantes del medio ambiente por lo cual en las termoeléctricas que se encuentran ubicadas en las zonas metropolitanas más importantes de la nación, se ha procedido a sustituir principalmente combustóleo por gas natural. Muestra de ello es que en 1985 este hidrocarburo aportaba únicamente el 12.7% del total de combustibles consumidos para la generación de electricidad y para 1990 esta cifra se incrementó al 15.5%.

El sector petrolero, principal consumidor de gas natural, utiliza este energético fundamentalmente como combustible en las instalaciones con que cuenta (refinerías, ductos, sistemas de compresión, etc.); además, sirve como materia prima a la industria de la petroquímica básica y en las de plantas criogénicas para la obtención de gasolinas y gas licuado.

En este sector el consumo de gas durante 1965 ascendió a 50.5 BKCAL cifra que representó alrededor del 37.2% del consumo total; sin embargo, debido al gran desarrollo mostrado por la industria petrolera, la utilización de este hidrocarburo mostró tasas de crecimiento anuales entre 1965 y 1990 del 5.8% en promedio, debido a los substanciales incrementos presentados en los consumos de la petroquímica básica y

las plantas fraccionadoras, las que en el periodo señalado mostraron tasas de crecimiento del 15.0 y 8.0%, respectivamente.

Para 1990 el consumo de gas en este sector alcanzó 207.1 BKCAL, cifra que representó el 52.3% del consumo total de la nación. Cabe destacar que este valor no incluye el gasto energético que se realiza en la petroquímica básica y las diversas pérdidas que sufre este hidrocarburo a través de su proceso, las cuales ascienden a 32.6% y 24.8% BKCAL respectivamente, que sumadas al consumo del sector petrolero, 66.8% del total empleado en el país, es decir, solamente el 33.2% de la oferta total de gas queda disponible para el consumo de los sectores industrial, doméstico y eléctrico.

México ocupó el décimo segundo lugar mundial durante 1995, en virtud de que su consumo ascendió a 2,985 MMPCD, que representa el 1.5% del total mundial. El ritmo del crecimiento en el periodo fue de un 2.2%, a pesar de la caída en 1991 (0.4%), colocándose como principal consumidor de América Latina (cuadro II-3).

2.3.3 Análisis por sectores.

En el periodo 1991-1995, el consumo de gas natural seco a nivel nacional no presentó variaciones significativas, alcanzando un volumen medio de 2,890 MMPCD. El principal demandante fue Pemex, que en promedio, absorbió el 51.5% del total en el periodo. El sector industrial ocupó el segundo lugar, con una participación del 29.5% y un consumo medio diario de 850 MMPCD; le siguió el sector eléctrico con 15.9%. Estos tres sectores representaron el 97% del consumo total (cuadro II-10).

2.3.4 Análisis por regiones

Para identificar las áreas más activas, y con mayor potencial, se distribuyeron los estados de la República Mexicana en ocho regiones (cuadro II-11)

Las regiones con mayor demanda de gas natural seco fueron el Golfo, Noreste y Centro. Éstas representan en promedio 80% del consumo. La participación de la región Noroeste es baja (4.9%), aunque destaca por ser la más dinámica, al registrar una tasa de crecimiento promedio de 3% para el periodo analizado, incrementando su participación en el total al pasar de 7.9% en 1991 a 8.9% en 1995; sin embargo a lo largo del presente documento se emplea también la regionalización de Pemex Exploración y producción la cual considera tres regiones de producción Marina, Sur y Norte.

2.3.5 Exportaciones

Al cierre de 1995 las exportaciones alcanzaron su máximo nivel ubicándose en 21 MMPCD. Su incremento se ha visto limitado por la inexistencia de capacidad de almacenamiento.

2.3.6 Extracción

La extracción promedio por región para el período 1991-1995, indica que la Región Sur aportó 52.1%; la Marina, el 34.6% y la Norte el 13.2%.

2.3.7 Procesamiento

PGPB cuenta con ocho centros para procesamiento de gas localizados en Cactus, Cd. Pemex, Nuevo Pemex, La Venta, Matapionche, Pajaritos, Poza Rica y Reynosa.

En 1995 el 40% de gas natural seco se produjo en Cactus, el cual sumado a los volúmenes de Nuevo Pemex, Cd. Pemex y La Venta, registra el 88%. A partir del mes de agosto de 1996, Pajaritos produce aproximadamente 118 MMPCD (cuadro II-12)

2.3.8 Transporte y Distribución

Actualmente se cuenta con un sistema de gasoductos cuya longitud alcanza 11,877 kilómetros. De este total, 10,429 kilómetros corresponden a transporte (86%) y 1628 kilómetros a la red de distribución (14%), entre troncales y ramales.

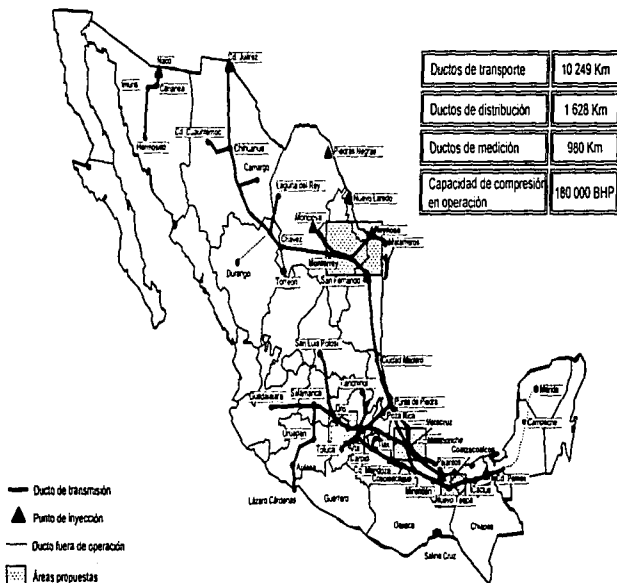
En el Noroeste y Noreste del territorio nacional se localizan aproximadamente el 40% de los ductos de transporte, el 26% en el occidente y Centro y el 34% en el Pacífico Sur (en esta cifra se incluye una porción del Golfo). El 90% de los ductos de distribución están ubicados en las regiones Occidente, Centro y Golfo del país (cuadro II-13)

La infraestructura de gas natural del país conecta las áreas de producción de la región del Golfo con las áreas metropolitanas de la Ciudad de México, Guadalajara, Chihuahua, Monterrey y otras ciudades del norte. También se cuenta con puntos de importación y exportación en la frontera con Estados Unidos de América, en Reynosa, Piedras Negras, Ciudad Juárez y Naco (mapa II-1)

2.3.9 Balance Oferta-Demanda

La producción nacional de gas natural seco satisface aproximadamente el 94% de la demanda interna total. En el norte del país resulta más económico importar gas que transportarlo desde las zonas productoras nacionales. Por su parte, las exportaciones se

Mapa II-1 Red nacional de ductos de gas natural



presentan de forma marginal, ya que sólo se venden al exterior los excedentes (cuadro II-14)

Salvo para el año 1992, en el período de análisis, la demanda ha superado a la oferta, a pesar de que el nivel de crecimiento de esta última se ha incrementado a una tasa promedio anual de 0.5%, en tanto que la demanda total, en la que se incorporan las exportaciones, ha crecido a una tasa promedio anual de 0.1%

2.4 Prospectiva del mercado de gas natural 1996-2005

2.4.1 Evolución Esperada de la demanda.

Entre los años de 1996 y 2005, se espera que el consumo nacional de gas natural seco, presente un crecimiento considerable, tomando en cuenta la apertura del sector a la inversión de los particulares, nacionales y extranjeros bajo la premisa del cambio estructural promovido por el Gobierno Federal; la sustitución entre combustibles, los programas de inversión, y los cambios en los hábitos de consumo doméstico. Otra de las razones para el uso intensivo del gas natural en los próximos años es la entrada en vigor de nuevas normas ambientales. Se estima que la demanda de este hidrocarburo pase de un nivel de 3,165.3 MMPCD a 5,052.9 MMPCD entre 1996 y 2000, lo que implica una tasa de crecimiento promedio anual de 12.4% (cuadro 15, 16, 17, 18; grafica II-1, II-2, II-3, II-4 y mapa II-2)

2.4.2 Reservas

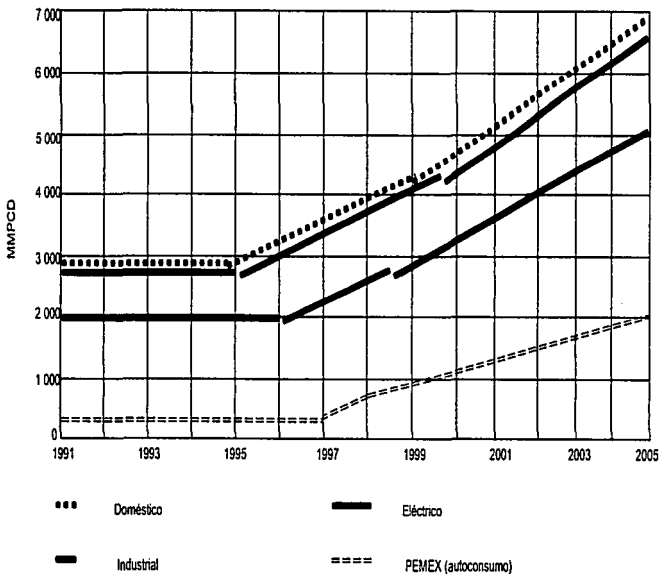
En términos geológicos resulta difícil estimar el nivel de reservas al año 2005, ya que a medida que el pronóstico es de más largo plazo la imprecisión se hace mayor.

Se prevé que los proyectos de inversión que desarrolla PEP den como resultado la incorporación anual de 1.3 BPC de gas entre 1996 y 2001. Sin embargo, como resultado de la elevación en el nivel de extracción, las reservas disminuirán en el orden del -0.9% anual, por lo que al final del periodo ascenderían a 63.6 BPC (cuadro II-19)

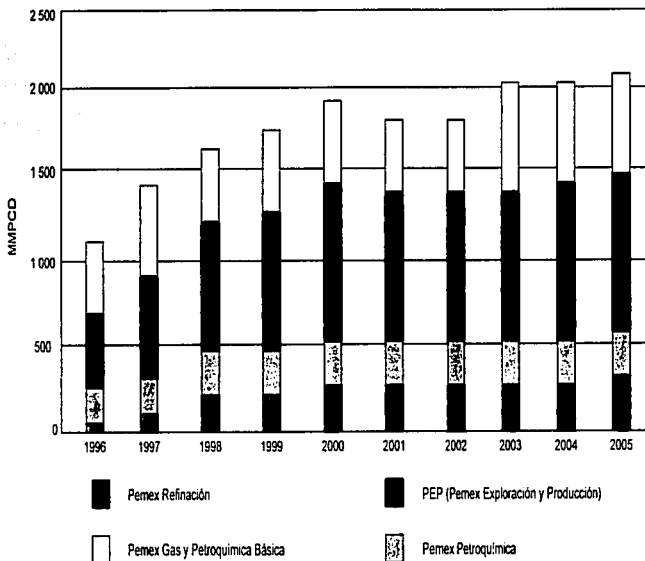
2.4.3 Extracción

Se espera que PEP incremente la extracción de gas natural en 47.9%, entre 1996 y 2000 lo cual implica una tasa de crecimiento promedio anual de 10.3%. Por lo tanto, los volúmenes esperados pasarán de 4,190 MMPCD a 6,196 MMPCD en el periodo. A nivel de la estructura regional de PEP, la participación de la Región Marina respecto del total de la extracción a nivel nacional pasará del 37.3% en 1996 al 38.8% en el año 2000. La Región Sur decrecerá en su participación del año 1996 al 2000 del 47.4% al 33.6%,

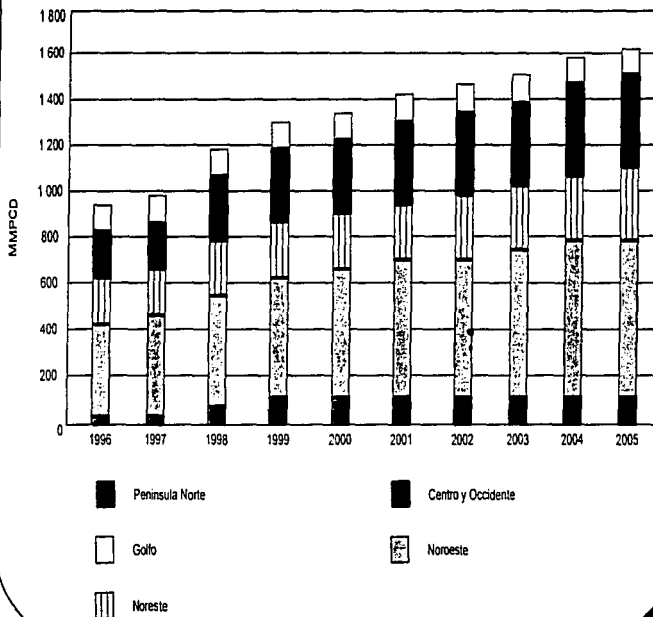
Gráfica II - 1
Consumo nacional de gas natural por sector (1991-2005)



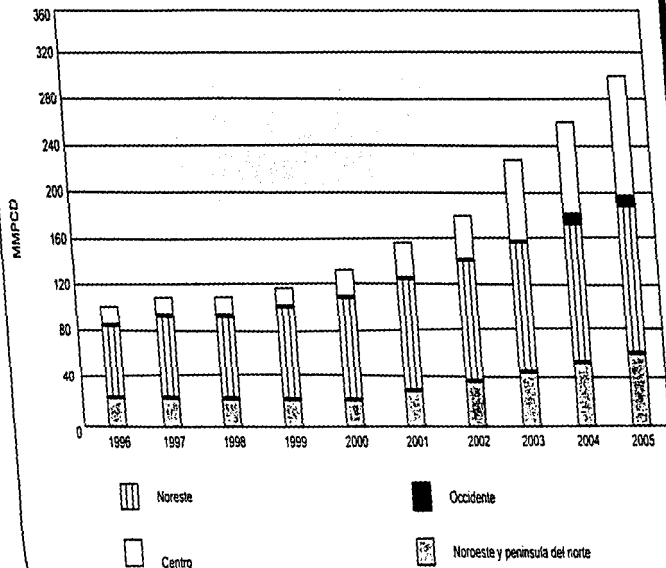
Gráfica II - 2
Pronóstico de PEMEX en autoconsumo de gas seco (1996-2005)



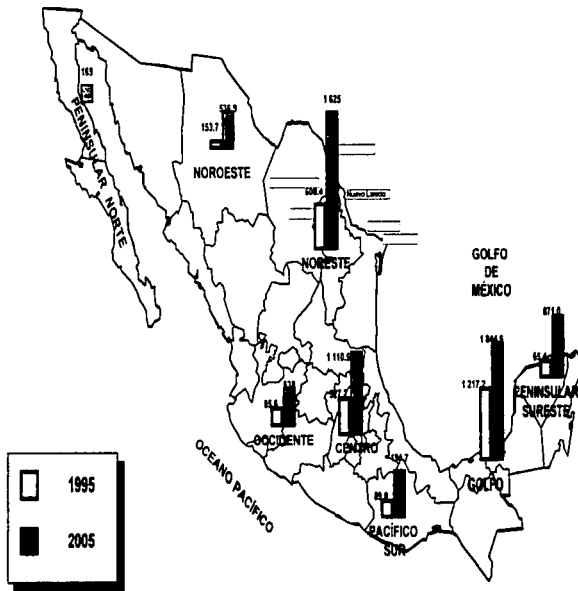
Gráfica II - 3
Consumo Regional de gas seco en el sector industrial (1996-2005)



Gráfica II - 4
Consumo Regional de gas seco en el sector doméstico (1996-2005)



**Mapa II-2 Consumo nacional de gas seco por región
entre (1995-2005), MMPCD**



mientras que la Región Norte elevará su participación del 15.3% al 27.6% en el mismo período (cuadro II-20)

2.4.4 Balance Oferta-Demanda

Las importaciones continuarán registrándose en la parte norte del país, considerando permanente la opción de importar cuando por razones de precios y costos sea conveniente, o bien en el caso de que la Oferta interna resulte insuficiente para satisfacer el mercado nacional (cuadro II-21)

Con la metodología utilizada para las proyecciones de consumo, la demanda se ajusta a la oferta total (producción más importaciones), por lo que resulta un balance ajustado sin exportaciones. Sin embargo, en la operación del mercado, es de esperarse que se realicen exportaciones a lo largo del período 1996-2000

2.5 Áreas de inversión para los particulares y el sector público

2.5.1 Estrategia General

A partir de 1995 el gobierno Federal ha realizado cambios estructurales en el mercado del gas natural para alcanzar un desarrollo balanceado entre los diversos agentes del mercado, promover la competencia mediante el uso de combustibles limpios y una mayor eficiencia en el servicio.

Para lograr lo anterior, se promueve la participación de los particulares en el transporte, distribución y almacenamiento de gas natural concentrando en Pemex las actividades de exploración extracción y procesamiento.

Las reformas estructurales están orientadas a complementar los recursos de Pemex con las inversiones de particulares, las cuales permitirán desarrollar el mercado del gas natural y aprovechar la disponibilidad de gas nacional. Corresponde a la filial Pemex Gas y Petroquímica Básica el reto de coexistir directamente con la inversión de los particulares.

2.5.2 Oportunidades de inversión para los particulares

La apertura del mercado de gas natural beneficia a los inversionistas particulares al permitir utilizar los ductos de transporte que Pemex tiene en operación. La CRE otorgó el primer permiso de transporte para construir un gasoducto de Ciudad Alemán, Tamaulipas a Monterrey, Nuevo León con una longitud de 148.3 kilómetros y un

diámetro de 24 pulgadas, el cual permitirá satisfacer parte de las necesidades futuras de Monterrey.

Otros proyectos que podrán realizarse en el corto mediano plazo son: Ciudad Pemex-Mérida; Mérida-Valladolid; San Agustín Valdivia-Samalayuca-Chihuahua; Palmillas-Toluca, y Hermosillo-Guaymas (cuadro II-21)

La distribución dentro del mercado de gas natural es la que tiene el mayor grado de avance en oportunidades de inversión de los particulares. A la fecha existen tres licitaciones (Mexicali, Chihuahua, y Hermosillo) para que se establezcan sistemas de distribución, una de las cuales está terminada y dos se encuentran en proceso.

Adicionalmente, existe un programa para 1997, integrado por la licitación de diez zonas geográficas, que ofrecen oportunidades para desarrollar otros sistemas en términos rentables y eficientes. Dicho programa no limita las oportunidades de inversión, ya que los inversionistas podrán identificar y proponer otras zonas que se consideren con potencial de desarrollo.

El total de inversión estimada para los primeros cinco años suma 1,404 millones de dólares americanos (MD), destacando el proyecto de la Ciudad de México y Área conurbada con 900 MD y la Región del Bajío (León, Salamanca, Celaya e Irapuato) con 103 MD (cuadro II-22)

El almacenamiento del gas natural aún no se ha desarrollado en México y se encuentra todavía en estudio, por lo que además de presentarse como una alternativa para los inversionistas, es una necesidad imperiosa en la operación futura de volúmenes crecientes de gas natural

El programa de Acceso a las grandes áreas geográficas consumidoras; (frontera norte, norte y centro-sur), la ampliación de inversiones existentes y promoción de nuevas, así como la construcción de nuevos ductos.

Cuadro II-1

Reservas mundiales de gas natural, 1979- 1989
(miles de millones de crudo equivalente)

Pais	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
América	9.7	11.0	11.3	12.2	12.6	12.4	12.5	12.5	12.5	13.3	13
Estados Unidos	5.2	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.1	5.0	5.0	4.9	4.4
Canadá	1.5	2.2	2.3	2.3	2.5	2.4	2.4	2.6	2.6	2.5	2.5
Latinoamérica	2.9	3.8	3.9	4.6	4.9	4.8	4.9	4.9	4.9	5.9	6.1
México
Medio Oriente	19	19.2	19.5	19.8	20	20.1	22.6	22.3	24.1	28.2	30.7
Europa v Asia Pacifico	31.4	31.2	32.2	38.3	41.3	45.8	48.5	50.5	52.6	50.8	52.0
URSS	23.7	23.4	23.9	30.2	32.2	36.4	37.7	39.0	40.3	37.7	39.0
África	4.8	5.5	5.4	5.5	4.9	4.9	4.9	5.2	5.2	6.5	6.6
TOTAL	64.9	66.9	68.5	75.8	78.8	83.3	88.4	90.5	94.4	98.7	102.3

Fuente: 1979-1989 Basic Petroleum Data Book

Cuadro II-1

Reservas probadas de gas natural, 1990-1995
(Miles de millones de pies cúbicos)

Pais	1990	1991	1992	1993	1994	1995
CFE	1,600,000	1,750,000	1,942,300	1,997,000	1,997,000	1,997,000
Irán	600,350	600,350	699,200	730,000	741,609	741,609
Katar	163,200	162,000	227,000	250,000	250,000	250,000
Emiratos Arabes	200,400	199,300	204,600	204,600	204,600	204,600
Arabia Saudita	180,355	184,048	182,600	185,400	185,400	185,400
Estados Unidos	166,208	169,300	167,062	165,015	162,415	163,837
Venezuela	105,688	110,000	126,492	128,900	130,400	139,900
Argelia	114,700	116,500	128,000	128,000	128,000	128,000
Nigeria	87,400	104,720	120,000	120,000	120,000	109,710
Irak	95,000	95,000	109,500	109,500	109,500	109,500
Indonesia	91,450	64,837	64,388	64,388	64,388	68,916
México	72,744	71,508	70,900	70,954	69,675	68,413
Malasia	56,900	59,055	67,800	76,700	68,000	68,000
Canadá	97,589	96,734	95,734	94,823	79,231	67,027
Kuwait	48,600	48,000	52,400	52,400	52,400	52,400
Noruega	60,674	60,670	70,629	70,488	70,912	47,498
Subtotal	3,741,258	3,892,022	4,328,605	4,448,128	4,413,530	4,381,810
Resto del mundo	467,057	486,034	556,757	568,085	566,748	551,762
TOTAL	4,208,315	4,378,056	4,885,362	5,016,213	4,980,278	4,933,572

Cifras al cierre de cada año

Fuente: diciembre de 1990 a 1995 Oil and Gas Journal.

Cuadro II-2

Reservas Mundiales de crudo 1979-1992
(miles de millones de toneladas de crudo equivalente)

Pais	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
América	10.8	12.3	14.4	16.6	15.4	15.8	16.2	16.2	16.7	20.2	21.2
Estados Unidos	4.3	3.7	4.1	4.0	3.8	3.8	3.9	3.9	3.7	3.7	3.6
Canadá	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9
Latinoamérica	5.6	7.7	9.5	11.6	10.7	11.1	11.3	11.5	12.1	15.5	16.6
México
Medio Oriente	50.3	49.2	49.2	49.3	50.2	50.3	54.2	54.1	54.7	76.8	77.7
Europa y Asia Pacífico	18.8	18.1	17.5	17.6	17.4	17.2	17.3	17.2	16.3	16.5	16.8
África	7.9	7.8	7.5	7.6	7.9	7.7	7.6	7.7	7.5	7.5	7.7
TOTAL	87.8	87.3	88.7	91.2	90.9	91.1	95.2	95.3	95.2	121.0	123.5

Fuente: 1979-1989 Basic Petroleum Data Book

Cuadro II-3

Producción mundial de energía primaria 1979-1990
(millones de toneladas de crudo equivalente)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Crudo	3225.3	3082.0	2903.6	2787.4	2766.4	2836.9	2804.7	2934.6	2926.7	3039.5	3089.8	3148.9
Gas natural	1299.8	1303.1	1337.7	1320.8	1326.0	1446.9	1491.9	1523.8	1600.3	1666.4	1720.6	1761.6
Carbón	1819.5	1815.6	1815.5	1846.9	1894.8	1954.6	2041.1	2108.0	2149.4	2187.5	2231.9	2178.0
Energía nuclear	155.5	171.8	201.8	221.2	245.8	294.9	347.4	372.7	403.3	435.2	450.6	461.1
Hidroelectricidad	421.5	431.7	440.8	457.8	480.76	495.5	508.3	516.9	527.4	526.1	526.2	540.6
TOTAL	6921.6	6804.2	6699.4	6634.1	6721.7	7028.8	7193.4	7455.9	7606.8	7854.7	8019.1	8090.2

Fuente: 1979-1989, BP Statistical Review of World Energy, June 1990
1990, BP Statistical Review of World Energy, June 1990

Cuadro II-4

Producción Mundial de gas natural 1979-1990
(millones de toneladas de crudo equivalente)

Pais	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
América	627.5	620.7	615.8	583.5	537.6	579.5	559.7	547.5	569.6	595.2	606.2	613.2
Estados Unidos	501.9	497.7	492.5	456.4	413.3	448.3	422.7	411.8	426.2	437.1	438.4	443.8
Canadá	75.1	69.1	67.4	66.5	62.6	64.4	68.9	64.3	70.7	81.7	88.2	88.0
Latino América	50.5	53.9	55.9	60.6	61.7	66.8	68.1	71.4	72.7	76.4	79.6	81.4
México	18.5	21.7	23.3	25.7	25.5	24.9	25.3	22.3	23.7	23.5	23.9	24.3
Medio oriente	46.0	37.2	40.9	36.7	39.5	51.5	55.8	66.3	70.2	82.0	87.7	93.1
Europa	537.2	456.7	488.1	601.0	632.5	683.8	734.1	755.6	791.8	812.5	839.7	852.0
URSS	336.3	259.8	289.7	414.3	443.3	485.5	531.7	554.2	586.3	619.7	644.5	655.9
Asia-Pacífico	56.8	61.7	63.8	68.7	76.5	91.9	99.7	110.5	117.3	123.7	130.6	142.7
Africa	32.3	26.8	29.1	30.91	39.9	40.2	42.6	43.9	51.4	53.0	56.4	60.6
TOTAL	1299.8	1303.1	1337.7	1320.8	1326.0	1446.9	1491.9	1523.8	1600.3	1666.4	1720.6	1761.6

Fuente: 1979-1989, BP Statistical Review of World Energy, June 1990
1990, BP Statistical Review of World Energy, June 1990

Cuadro II-4

Producción mundial de gas natural, 1990 - 1995
(Millones de pies cúbicos diarios)

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995
CEI	73,252	72,824	70,739	68,394	64,639	63,537
Estados Unidos	49,520	49,156	49,552	50,108	51,970	51,852
Canadá	9,566	10,144	11,182	12,080	13,086	14,038
Reino Unido	4,387	4,890	4,965	5,842	6,302	6,891
Argelia	4,740	5,115	5,297	5,401	5,136	5,832
Indonesia	4,366	4,965	5,232	5,414	5,575	5,628
Arabia Saudita	2,943	3,082	3,274	3,456	3,627	3,809
Irán	2,333	2,482	2,408	2,611	3,060	3,403
Noruega	2,675	2,632	2,836	2,782	2,964	3,017
Venezuela	2,119	2,108	2,087	2,472	2,664	2,910
Australia	1,990	2,087	2,258	2,354	2,707	2,857
México	2,643	2,525	2,450	2,643	2,707	2,793
Malasia	1,712	1,958	2,140	2,204	2,408	2,622
Emiratos Árabes	1,937	2,290	2,194	2,397	2,515	2,793
Argentina	1,723	1,915	1,937	2,076	2,140	2,440
Rumania	2,440	2,194	1,958	1,851	1,680	1,637
Subtotal	168,343	170,365	169,905	172,088	173,180	176,079
Resto del mundo	23,187	24,161	25,637	27,167	27,863	28,098
TOTAL	191,530	194,526	195,543	199,255	201,042	204,156

Fuente: 1996, BP Statistical Review of World Energy

Cuadro II-5

Consumo mundial de energía primaria, 1979-1990
(millones de toneladas de crudo equivalente)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Crudo	3141.7	3024.1	2918.4	2820.3	2797.3	2845.7	2833.7	2918.7	2964.3	3052.8	3097.8	3101.4
Gas -Natural	1271.0	1286.3	1301.7	1298.7	1309.7	1412.2	1459.1	1479.8	1562.0	1641.0	1707.4	1738.1
Carbon	1819.5	1815.6	1815.5	1846.9	1894.8	1973.6	2045.0	2087.1	2147.6	2198.9	2231.3	2192.1
Energía nuclear	155.5	171.8	201.8	221.2	245.8	294.9	347.4	372.7	403.0	435.2	450.6	461.1
Hydroelectricidad	421.5	431.7	440.8	457.8	480.7	495.5	508.3	516.9	527.4	526.1	526.2	54.6
TOTAL	6809.2	3729.5	6678.2	6644.9	6728.3	7021.9	7193.5	7375.2	7604.3	7854.0	8013.3	8033.3

Fuente: 1979-1989, BP Statical Review of World Energy, June 1990
1990, BP BP Statical Review of World Energy, June 1991

Cuadro II-6

Consumo Mundial de gas natural
(millones de toneladas de crudo equivalente)

Pais	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
América	615.9	613.0	601.8	571.5	544.3	574.9	561.0	530.1	558.9	592.3	621.7	624.4
Estados Unidos	516.7	509.9	496.2	462.6	433.9	462.7	445.9	417.7	443.6	463.8	487.6	490.5
Canadá	50.1	49.3	47.8	48.9	47.3	47.8	44.8	40.9	41.2	52.8	53.7	55.0
Latinoamérica	49.1	53.8	55.8	60.0	63.1	64.4	70.3	71.5	74.1	75.7	80.4	78.9
Medio Oriente	32.4	35.5	36.8	35.7	35.9	46.9	51.0	62.3	69.0	80.4	85.0	89.6
Europa	551.8	561.5	579.9	602.4	633.1	682.5	731.2	763.2	803.3	827.7	847.9	859.5
URSS	307.0	316.4	335.1	361.7	367.8	423.2	463.6	489.4	516.5	548.9	563.3	568.0
Asia-Pacífico	54.4	59.2	61.9	66.3	71.2	82.5	89.4	96.6	102.9	111.3	121.6	131.7
Africa	16.5	17.1	21.3	22.8	25.2	24.9	26.5	27.6	27.9	29.3	31.2	32.9
TOTAL	1271.0	1286.3	1301.7	1296.7	1309.7	1412.2	1459.1	1479.8	1562.0	1641.0	1707.4	1738.1

Fuente: 1979-1989, BP Statistical Review of world energy, June 1990
1990, BP Statistical review of world energy, June 1991

Cuadro II-6

Consumo mundial de gas natural, 1990-1995
(Millones de pies cúbicos diarios)

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Estados Unidos	52,038	52,869	54,281	56,154	57,534	59,867
CEI	63,826	64,082	60,498	57,170	52,815	50,301
Alemania	5,767	6,056	6,067	6,399	6,538	7,169
Canadá	5,949	6,067	6,441	6,591	6,827	7,148
Reino Unido	5,072	5,468	5,500	6,227	6,516	7,041
Japón	4,933	5,264	5,393	5,425	5,810	5,885
Italia	4,184	4,441	4,408	4,526	4,366	4,601
Arabia Saudita	2943	3,082	3,274	3,456	3,627	3,809
Holanda	3,317	3,659	3,531	3,649	3,552	3,574
Irán	2,183	2,194	2,408	2,557	3,060	3,403
Francia	2,825	2,943	3,028	3,103	2,975	3,167
México	2,675	2,664	2,664	2,718	2,857	2,985
Venezuela	2,119	2,108	2,087	2,472	2,664	2,910
Indonesia	1,926	2,087	2,172	2,301	2,568	2,814
Argentina	1,958	2,129	2,151	2,301	2,333	2,632
Rumanía	2,964	2,311	2,279	2,268	2,172	2,268
Australia	1,766	1,637	1,626	1,680	1,873	1,926
Subtotal	166,439	169,060	167,808	168,996	168,086	171,500
Resto del mundo	22,663	23,401	24,985	26,814	28,537	30,046
TOTAL	189,101	192,461	192,793	195,810	196,623	201,545

Fuente: 1996 BP Statistical Review of World Energy.

Cuadro II-7

Producción nacional de energía primaria, 1965-1990
(billones de kilocalorías)

	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hidrocarburos	314.5	423.1	616.8	1472.1	1896.1	1766.9	1846.5	1831.5	1841.5	1850.5
Petróleo	178.6	238.4	389.9	1081.5	1456.6	1350.6	1420.9	1406.0	1406.6	1401.3
Gas natural	135.8	184.6	226.8	390.4	392.8	374.3	382.3	379.5	388.2	392.0
Gas asociado	25.6	44.03	112.7	294.6	336.9	321.4	332.7	332.6	337.6	327.2
Gas no asociado	112.2	140.6	114.1	95.8	56.0	52.8	49.6	46.9	50.5	64.8
Condensados	n/s	0.1	0.1	0.2	46.6	42.1	43.3	46.0	46.8	57.3
Carbón	6.2	10.4	17.6	18.2	30.5	33.1	36.7	32.8	35.2	35.6
Hidroenergía	28.4	47.8	47.1	47.8	69.8	52.8	47.4	53.6	62.3	60.2
Geoeenergía	0	0	1.6	2.6	4.4	8.9	11.5	12.0	12.0	13.2
Bagazo de caña	11.6	13.7	15.8	18.6	20.3	23.1	23.8	20.8	19.6	20.9
Leña	58.2	61.8	71.0	72.5	75.4	76.4	77.3	78.6	70.6	70.7
Nucleoenergía	0	0	0	0	0	0	0	0	.9	7.4
TOTAL	418.9	556.9	469.9	1631.7	2096.6	1960.7	2043.2	2029.4	2042.1	2058.6

N/S= cifra no significativa

Fuente: SEMIP. Balance Nacional de Energía. Diferentes años

Cuadro 11-8

Oferta interna Bruta de energía primaria en México
(billones de Kilocalorías)

	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hidrocarburos	285.0	377.1	502.8	956.2	1064.3	1023.0	1062.7	1073.1	1104.4	1109.8
Petróleo	170.7	237.6	329.0	611.6	654.1	629.4	661.5	661.5	681.2	694.3
Gas natural	114.3	139.4	173.7	344.5	366.9	354.6	361.0	367.1	378.1	379.8
Gas Asociado	8.9	19.0	64.2	251.8	311.4	302.3	311.9	320.6	326.1	315.2
Gas no asociado	105.4	120.4	109.4	92.7	55.4	52.3	49.1	46.4	50.0	64.7
Condensados	N/S	0.1	0.1	0.2	43.3	39.1	40.2	44.5	45.1	35.6
Carbón	7.3	11.3	21.4	24.5	32.1	35.4	34.2	32.4	35.8	35.5
Hidroenergía	28.4	47.8	47.1	47.8	69.8	52.3	47.4	53.6	62.3	60.2
Geenergía	0	0	1.6	2.6	4.4	8.9	11.5	12.0	12.0	13.2
Bagazo de caña	11.1	13.2	15.5	18.2	19.8	22.8	23.5	20.5	19.4	20.7
Leña	58.2	64.8	71.0	72.5	75.4	76.4	77.3	78.6	70.6	70.7
Nucleoenergía	0	0	0	0	0	0	0	0	0.9	7.4
Total	390.0	514.3	659.3	1121.7	1265.9	1218.9	1256.5	1270.2	1305.5	1317.5

N/S= cifra no significativa

Fuente: SEMIP. Balance Nacional de Energía. Diferentes años

Cuadro II-9

Consumo final de gas natural por sectores en México
(billones de kilocalorías)

Sector	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Exportación	12.4	10.1	0	26.9	0	0	0	0	0	0
Doméstico	2.6	3.2	4.2	5.2	7.0	7.9	7.6	8.0	8.6	9.0
Industrial	33.4	39.0	75.6	119.4	138.2	116.3	123.3	117.9	108.6	120.7
Petroquímica básica	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	47.3	48.3	50.8	36.3	42.3
Siderurgia	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	17.9	20.0	25.4	31.0	21.3
Química	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	14.0	11.4	11.5	12.3	13.4
Otras Ramas*	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	37.1	43.3	30.2	29.1	43.7
Eléctrico	11.6	14.0	21.1	28.4	19.6	25.5	27.5	25.6	27.5	34.3
Petrolero	50.5	49.1	63.5	149.2	185.6	194.2	192.5	210.5	213.0	207.1
Consumo propio	34.2	24.8	23.3	38.9	94.3	78.9	69.5	80.1	71.4	73.6
Petroquímica Básica**	0.9	4.7	9.1	34.8	23.3	21.0	26.3	27.0	29.8	28.1
Fracionadoras	15.4	19.6	32.0	35.5	68.0	94.3	96.5	103.4	111.8	105.4
Pérdidas***	25.3	30.4	62.5	65.4	45.4	32.7	34.6	22.8	34.5	21.9
Diferencias de medición	N/S	-1.2	N/S	-4	-2.4	-1.8	-2.3	-4.7	0.3	N/S
TOTAL	135.8	184.6	226.8	390.4	393.4	374.7	382.9	380.1	392.4	396.0

*Incluye vidrio, celulosa, papel, minería, fertilizantes, cemento, entre otras.

**Se refiere a la materia prima para la petroquímica de PEMEX

***Incluye envíos a la atmósfera, pérdidas por transformación no aprovechada.

N/D información no disponible

N/S cifra no significativa

fuentes: SEMIP Balance Nacional de Energía, diferentes años

Cuadro II-10

Consumo nacional de gas natural seco por sector, 1991-1995
(MMPCD)

Sector	1991	1992	1993	1994	1995
CFE	461.3	427.8	418.9	491.8	506.4
PEMEX (Autoconsumo)	1,268.1	1,270.7	1,289.3	1,303.3	1,200.7
PEMEX (Materia Prima)	226.8	231.7	207.2	215.1	222.3
Industrial	853.0	965.0	803.3	823.0	905.3
Doméstico	96.0	100.0	92.0	79.6	63.2
TOTAL NACIONAL	2,907.3	2,895.3	2,810.7	2,912.8	2,897.8

Fuente: octubre y noviembre de 1996. Información de Pemex, Memoria de Labores, varios años y Comisión Federal de Electricidad

Cuadro II-11

Regionalización del mercado de gas natural en México

Región Peninsular Norte	Región Noroeste	Región Noreste	Región Occidente	Región Centro	Región Golfo	Región Pacífico Sur	Región Peninsular Sudeste
Baja California	Chihuahua	Coahuila	Aguascalientes	D.F.	Tabasco	Chiapas	Campeche
Baja California Sur	Durango	Nuevo León	Colima	Hidalgo	Veracruz	Guerrero	Quintana Roo
	Sinaloa	S.L.P.	Guanajuato	México		Oaxaca	Yucatán
	Sonora	Tamaulipas	Jalisco	Morelos			
		Zacatecas	Michoacán	Puebla			
			Nayarit	Querétaro			
				Tlaxcala			

Fuente: Pemex

Cuadro II-12

Capacidad instalada de producción de gas natural seco 1995
(MMPCD)

Centro Productor	Capacidad instalada de gas amargo	Capacidad instalada de gas dulce	Proceso de gas amargo	Proceso de gas dulce	Producción gas seco
Cactus	1,800	1,450	1,146	1,230	1,016
Nuevo Pemex	800	1,000	831	955	725
Cd. Pemex	800	750	620	180	163
La Venta	n.d	301	n.d	301	235
Matapionche	53	150	n.d	34	97
Pajaritos*	n.d	180	n.d	n.d	n.d
Poza Rica	300	275	145	227	199
Reynosa	n.d	522	n.d	124	106
TOTAL	3,753	4,178	2,742	3,051	2,541

* Pajaritos procesa gas seco a partir de agosto de 1996
n.d no disponible.

Cuadro II-13

Red de ductos de gas natural 1996
(kilómetros)

Región/Tipo	Transporte	Distribución
Noroeste y Noreste*	4,120	130
Occidente y Centro	2,701	1,459
Pacífico Sur*	3,428	39
TOTAL*	10,249	1,628

*Incluyendo de La Venta a Cd. Pemex

†Del total de 0,249, 1,005 km. Se encuentran fuera de operación, de los cuales 498 km. no son susceptibles de operar y los 507 restantes podrán operarse cuando se requiera.

Cuadro II-14

Balance Oferta demanda de gas seco, 1991-1995
(MIMP/CD)

	1991	1992	1993	1994	1995
Producción	2,664.0	2,654.0	2,696.0	2,779.0	2,717.0
Importaciones	164.0	250.0	97.0	125.0	173.0
Oferta Total	2,828.0	2,904.0	2,793.0	2,904.0	2,890.0
Consumo	2,907.3	2,894.1	2,810.7	2,941.2	2,897.8
Exportaciones	0.0	0.0	5.0	19.0	21.0
Demanda Total	2,907.3	2,894.1	2,815.7	2,960.2	2,918.8

Cuadro II-15

Consumo nacional de gas natural seco por sector, 1996 - 2000
(MNIPCD)

Sector	1996	1997	1998	1999	2000
Eléctrico	526.2	534.0	910.8	933.9	1,073.7
PEMEX (Auto consumo)	1,329.6	1,640.0	1,850.8	2,029.4	2,202.6
Pemex (materia prima)	262.3	266.9	270.7	277.3	277.3
Industrial	950.9	982.0	1,174.3	1,308.1	1,359.9
Doméstico	96.3	100.9	99.6	109.8	139.4
TOTAL NACIONAL	3,165.3	3,523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años y Comisión Federal de Electricidad

Cuadro II-16

Sector eléctrico, consumo regional de gas natural seco, 1996 - 2000
(MNIPCD)

Región	1996	1997	1998	1999	2000
Peninsular Norte	0.0	0.0	28.8	62.9	63.7
Noreste	78.8	71.0	168.0	218.2	219.1
Noreste	132.4	132.3	265.3	239.3	277.8
Occidente	1.0	1.5	82.2	66.4	63.6
Centro	249.2	258.0	288.0	262.3	233.2
Golfo	64.7	71.3	78.4	84.9	82.7
Pacífico Sur	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Peninsular Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	133.7
TOTAL NACIONAL	526.2	534.0	910.8	933.9	1,073.7

* Estas cifras no incluyen la reconversión del total de las cinco unidades de la termoeléctrica de Tula, Hgo.

Cuadro II-17

Auto consumo regional de gas natural seco en Pemex, 1996 - 2000
(MMPCD).

Región	1996	1997	1998	1999	2000
Peninsular Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noroeste	18.6	19.5	20.6	20.6	20.6
Noreste	41.1	49.9	69.4	72.4	117.3
Occidente	48.6	43.9	62.4	63.5	62.2
Centro	31.0	90.7	118.0	119.3	118.8
Golfo	729.4	777.1	806.7	864.8	897.1
Pacífico Sur	73.7	57.9	70.9	71.9	72.9
Peninsular Sureste	35.4	22.1	180.5	161.3	283.4
Total Nacional	977.7	1,061.0	1,328.6	1,373.9	1,572.5

Fuente: Pemex

Cuadro II-18

Consumo de gas natural seco en Pemex como materia prima, 1996 - 2000
(MMPCD)

Complejo	1996	1997	1998	1999	2000
Camargo	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
Cosoleacaque	198.2	203.0	203.0	203.0	203.0
Independencia	24.9	24.9	26.1	30.0	30.0
Salamanca	24.8	24.7	27.2	29.9	29.9
CONSUMO TOTAL	262.3	266.9	270.7	277.3	277.3

Fuente: Pemex

Cuadro II-19

**Pronóstico de reservas de gas natural, 1996-2001
(NIMIMP)**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Reservas al inicio del año	67,668.0	67,122.5	66,608.9	66,229.3	65,312.9	64,530.5
Pronóstico de extracción anual	1,544.2	1,658.7	1,839.9	2,066.2	2,261.5	2,306.8
Incorporación de reservas	998.7	1,145.1	1,460.3	1,149.8	1,479.1	1,389.1
Pronóstico de reservas	67,122.5	66,608.9	66,229.3	65,312.9	64,530.5	63,612.8

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Cuadro II-20

**Pronóstico de Extracción de gas natural por región, 1996 - 2000
(NIMIPCD)**

Región	1996	1997	1998	1999	2000
Región Norte	643.0	744.3	1,061.3	1,432.0	1,708.7
Región Sur	1,985.0	2,171.2	2,122.1	2,079.2	2,081.3
Región Marina	1,562.0	1,629.0	1,857.4	2,149.6	2,405.9
Total del Sistema	4,190.0	4,544.5	5,040.8	5,660.8	6,195.9
Entrega a PGPB	3,626.2	4,055.7	4,253.0	5,054.7	5,661.7

Fuente: Pemex Exploración y Producción

Cuadro II-21

Balance Oferta demanda de gas seco, 1996-2000
(MMPCD)

	1996	1997	1998	1999	2000
Oferta	3,165.3	3523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9
Producción	3,044.0	3,445.0	3,587.2	4,217.6	4,558.6
Importación	121.3	78.8	718.9	441.0	494.3
Demanda	3,165.3	3,523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9
Consumo	3,165.3	3,523.8	4,306.1	4,658.6	5,052.9
Exportaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación y CFE.

Cuadro II-22

Oportunidades de inversión en transporte de gas natural

Trayecto	Posibles especificaciones	Observaciones
Cd. Pemex - Mérida	Longitud aproximada: 527 km Interconexión: Cd. Pemex Suministro: Pemex	<ul style="list-style-type: none"> • Está vinculado al proyecto de la termoeléctrica de Mérida III • Consumo actual de las plantas de CFE de 153 MMPCD • Permite atender al comercio turístico y agroindustrial de la zona
Rosarito	Capacidad requerida: 50MMPCD Suministro: Sur de los Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> • Vinculado a la transformación de las plantas de CFE • Consumo actual de plantas de CFE de 75 MMPCD • Permite atender el corredor turístico e industrial de la zona
San Agustín Valdivia - Samalayuca, Chihuahua	Longitud: 39 km Diámetro: 20" - 24" Capacidad: 105 - 300 MMPCD Interconexión: Sureste de los Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro específico a la termoeléctrica de Samalayuca CFE
Hermosillo - Guaymas	Longitud: 140 km Interconexión: ducto Naco-Hermosillo Suministro: Pemex	<ul style="list-style-type: none"> • Posible empalme con puerto Libertad • Suministro a las plantas de la CFE de 83 MMPCD • Incluye un importante corredor económico
Monterrey - Cd. Alemán Tamaulipas	Longitud: 148 km Diámetro: 24" Capacidad: 270 MMPCD Suministro: Texas, Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> • Permite atender a las plantas de la CFE • Consumo actual de las plantas de CFE de 101 MMPCD • Permite atender la zona industrial de Monterrey
Palmillas - Toluca	Longitud: 124 km Interconexión: Ducto Venta de Carpio-Guadalajara Suministro: Pemex	<ul style="list-style-type: none"> • Permite atender la zona industrial de Toluca

Fuente: diciembre de 1996, documento, Oportunidades de Inversión en el Sector de la Energía de México

Cuadro II-23

Zona geográfica	Ciudades	Características de la zona	Observaciones	Inversión estimada MD
Mexicali	Mexicali			20
Chihuahua	Chihuahua, Cuauhtémoc - Anahuac y Delicias	Ciudades medias Zona con alto potencial de crecimiento industrial	Acceso a la red de ductos y a gas de importación Consumo industrial de gas de 22 MMPCD Demanda de termoeléctricas de 0.0002 MMPCD	N.D.
Bajo	León, Celaya, Salamanca e Irapuato	Ciudades medias Zona con alto potencial de crecimiento industrial	Acceso a la red de ductos de Pemex Consumo industrial de gas de 78 MMPCD Demanda actual de la CFE 153 MMPCD	10
Cd. de México	D.F. y municipios conurbados	Ciudad de alta concentración industrial y grandes requerimientos	Acceso a la red de ductos de Pemex Consumo industrial de gas de 138 MMPCD Demanda actual de CFE 28.7 MMPCD	90
Cuernavaca	Cuernavaca	Ciudad media Zona con alto potencial de crecimiento	No existe distribución de gas natural	4
Sonora	Hermosillo, Guaymas y Empalme	Ciudades media Zona en consolidación industrial	Acceso a la red nacional de ductos y a gas de importación Consumo industrial de gas de 0.7 MMPCD Demanda de combustóleo en Guaymas de 83 MMPCD Acceso a la red de ductos Pemex	4

Cuadro II-23

Zona geográfica	Ciudades	Características de la zona	Observaciones	Inversión estimada MD
La Laguna	Torreón, Gómez Palacio y Ciudad Laredo	Zona agrícola Industrial con potencial de crecimiento	Consumo actual de CFE de 28 MMPCD Consumo industrial de 28 MMPCD	50
Noroeste de Baja California	Tijuana, Rosarito, Ensenada y Tecate	Ciudades media Zona agroindustrial con potencial industrial	Acceso a gas de importación Demanda de CFE de 126 MMPCD	9
Pachuca	Pachuca	Ciudad media Zona agroindustrial con potencial industrial	Acceso a la red de ductos de Pemex Consumo promedio residencial 1.6 MMPCD	20
Querétaro	Querétaro y San Juan del Río	Ciudades medias Corredor económico en consolidación industrial Zonas con fuerte impulso industrial	Acceso a la red de ductos de Pemex Consumo industrial en Querétaro de 13 MMPCD Consumo industrial en San Juan del Río de 7 MMPCD	30
Tampico	Tampico, Cd. Madero y Altamira	Ciudades medias Zona agroindustrial con potencial de crecimiento	Acceso a la red nacional de ductos y a gas de importación Consumo industrial de gas de 31.0 MMPCD Demanda de CFE de 124.5 MMPCD	49
Toluca	Toluca y municipios conurbados	Ciudad media Zona con gran concentración industrial	Consumo industrial de 19 MMPCD	53
TOTAL				1404

N.D.No disponible

MD Millones de dolares

La cifra de consumo industrial refleja el consumo promedio actual

Fuente: diciembre de 1996, con base en la Comisión Reguladora de Energía y documento de Oportunidades de Inversión en el Sector de Energía de México



CAPITULO III

**Características generales de los
almacenamientos de gas natural.**

CAPITULO III

Características generales de los almacenamientos de gas natural

3.1 Almacenamiento de hidrocarburos.

En 1993 existían 554 almacenamientos subterráneos repartidos en el mundo y correspondían a una capacidad total de 502 Gm³ y a una capacidad útil de 243 Gm³. La capacidad útil equivalente al 11% del consumo mundial y al 44% del consumo del sector residencial.

La repartición mundial de los almacenamientos es muy variada. La mayoría se ubican en los Estados Unidos, ex Unión Soviética y en Europa.

Cada tipo de almacenamiento tiene sus propias características en función de su capacidad útil y de su máximo porcentaje de extracción.

El almacenamiento de gas puede dividirse principalmente en dos tipos; Almacenamiento Subterráneo y Almacenamiento Superficial.

El almacenamiento superficial, está generalmente limitado a volúmenes muy pequeños del rango de los 270,000 m³ a 2 Mm³ (10 MMPC a 1000 MMPC).

A continuación se detallan sus características.

3.1.1 Almacenamiento superficial

Durante los inicios del desarrollo industrial del gas natural, se utilizaron tanques de agua sellados de baja presión para almacenar. Estos tanques tenían una capacidad de almacenamiento de 300 m³ (12 MMPC) y fueron de uso intensivo antes del desarrollo del almacenamiento subterráneo. Dichos tanques para almacenamiento superficial fueron desarrollados en Alemania antes de la primera guerra mundial, aunque no fueron de gran utilidad en los Estados Unidos.

Otros desarrollos de almacenamiento superficial fueron los contenedores esféricos y cilíndricos de mediana presión. Este tipo de contenedores, encontraron su utilidad en sistemas de distribución municipal de gas. Luchas esféricas y cilindros se construyen bajo los requerimientos de las Normas ASME (American Society of Mechanical Engineer)

La capacidad de presión de gas para almacenamiento, es la cantidad de gas libre que este puede entregar en los rangos de presiones de operación expresados por la ecuación:

$$Q = \frac{V (m - n)}{A}$$

Donde:

- Q = Pies cúbicos de gas, a la presión atmosférica, que el tanque puede entregar entre las presiones m y n
- V = Volumen del tanque (pies cúbicos)
- m = Presión máxima de operación (Libras sobre pulgada cuadrada psi)
- n = Presión mínima de operación (psi)
- A = Presión Atmosférica absoluta = 14.7 psia

La tabla III.1 muestra capacidades y dimensiones de contenedores para almacenamientos superficiales típicos.

Tabla III-1 Contenedores para el almacenamiento de gas.

Diámetro		
Pies - pulgadas		
Área interior, pies²	Presión	Gas Libre
Volumen		
pies³	psi	pies³
25' - 6 (diámetro)	20	11,800
	30	17,700
	40	23,600
	60	29,500
	50	35,400
2043 (Área superficial)	75	44,300
	100	59,000
	125	73,800
	150	88,600
	200	118,100
8680 (volumen)	250	147,700
	336	198,400
32' - 0 (diámetro)	20	23,300
	30	35,000
	40	46,700
	50	58,300
	60	70,000
3217 (Área superficial)	75	87,000
	100	116,700
	125	145,900
	150	175,100
	200	233,400
17160 (volumen)	266	310,500
40' - 6 (diámetro)	20	47,300
	30	70,900
	40	94,600
	50	118,300
	60	142,000
5153 (Área superficial)	75	177,000
	100	236,600
	125	295,800
	150	354,900
	209	494,500
34,780 (volumen)		

Características generales de los almacenamientos de gas natural.

Diámetro Pies - pulgadas		
Área interior, pies²	Presión	Gas Libre
Volumen pies³	psi	pies³
51' - 0 (diámetro)	20	94,500
	30	141,700
	40	189,900
	50	236,200
	60	283,500
	75	354,400
8171 (área superficial)	100	372,500
	125	590,600
	164	774,900
60' - 6 (diámetro)	20	157,800
	30	236,600
	40	315,500
	50	394,400
	60	473,300
	75	591,600
11,500 (área superficial)	100	788,800
	125	986,000
	137	1,081,000
115,950 (volumen)		

También se utilizan contenedores, normalmente cilíndricos horizontales para el almacenamiento superficial. Este tipo de tanques (botella) opera usualmente entre 50 y 60 PSI

En la tabla III-2 y III-3 se muestran las capacidades de presiones para cilindros horizontales y verticales.

Tabla III.2 Capacidad de contenedores horizontales de alta presión a diferentes presiones.

Diámetro	Longitud (pies)	Volumen MPC	A 30 psig MPC	A 40 psig MPC	A 50 psig MPC	A 60 psig MPC
18.0	45.3	10	20.4	27.2	34	40.8
24.0	63.1	25	51	68	85	102
24.0	118.5	50	102	136	170	204
27.0	140	75	153	204	255	306
32.0	135	100	204	272	340	408
32.0	197.2	150	306	408	510	612

Tabla 3.3 Capacidad de contenedores verticales de alta presión a diferentes presiones.

Diámetro (pies)	Altura (pies)	Volumen MPC	A 30 psig MPC	A 40 psig MPC	A 50 psig MPC	A 60 psig MPC
20.0	72.3	20	40.8	54.4	68	81.6
24.0	65.1	25	51	68	85	102
30.0	68.7	40	81.6	108.8	136	163
30.0	82.8	50	102	136	170	204
38.0	80.8	75	153	204	255	306
38.0	102.8	100	204	272	340	408

La altura incluye 2 pies entre el fondo del tanque y el suelo.

3.1.2 Tecnología de almacenamiento Subterráneo

Cuando hablamos de almacenamiento subterráneo, nos referimos al almacenamiento en cavernas de roca dura o de sal, o nos podemos referir al uso del espacio poroso en acuíferos o yacimientos de gas o aceite ya agotados, o bien a la utilización de minas abandonadas; los siguientes son ejemplos del tipo de cavernas que se pueden desarrollar:

- Cavernas para almacenar aceite crudo, este aceite se considera como una reserva estratégica pero también puede utilizarse para fines de compensación en refinerías u otras.
- Cavernas para el almacenamiento de gas natural a alta presión, destinado como reserva en caso de una interrupción en el suministro común, así como al suministro de horas pico y para fines de compensación por temporada.

- Cavernas para el almacenamiento de gas LP y otros hidrocarburos como el etileno, a temperaturas normales y bajas.
- Cavernas para el almacenamiento de aire a alta presión, que serán utilizados para combustión en centrales de energía con turbinas de gas.

Según diversas investigaciones, los lugares más adecuados económica y tecnológicamente hablando para almacenar subterráneamente, son las cavernas de sal y las minas abandonadas. El uso de los depósitos de sal para el almacenamiento tiende a incrementarse a nivel mundial, esto es debido a la dureza de la sal aunado a condiciones adecuadas de presión y temperatura, además de no permitir la fuga de hidrocarburos almacenados.

El almacenamiento en domos salinos no es únicamente una solución de beneficio ecológico, además es un método muy económico para almacenar crudo, productos del aceite, gas natural o LP ya que se pueden obtener grandes capacidades de almacenamiento a costos bajos debido a que las propiedades mecánicas de la roca de sal son muy favorables. Las cavernas de gran capacidad pueden mantenerse estables sin necesidad de algún soporte y cuando hablamos de la magnitud de estas cavernas nos referimos a una capacidad individual de almacenamiento del orden de 40 Mm³ (1,500 MMPC).

Los primeros pasos de la tecnología de cavernas salinas se remonta en China donde la salmuera era extraída para la producción de sal por medio de tubos de bambú a profundidades considerables. En tiempos más recientes, esta tecnología fue concedida como patente a una compañía petrolera de exploración alemana en el año de 1916. La primera caverna de sal para almacenar hidrocarburos se planeó y construyó en Estados Unidos, durante los años cincuenta; y el desarrollo en este campo en la República Federal Alemana inició en 1960.

3.2 Almacenamiento Subterráneo de gas natural

El Almacenamiento Subterráneo de gas natural, corresponde a cierto gas que ha sido transferido de su localización original, hacia un yacimiento subterráneo o contenedor, por medio de un eficiente uso de tuberías para almacenamiento o distribución durante ciertas temporadas del año y entregas al mercado de consumo en diferentes periodos. Usualmente, estas instalaciones de almacenamiento están localizadas cerca de los centros de consumo aunque, algunos yacimientos están localizados en las áreas de producción.

Antecedentes.

En el verano de 1915, un subsidiario canadiense de la National Fuel Gas Company, grabó la primera operación de almacenamiento Subterráneo de gas natural en Welland County, Ontario Canadá. W. Judge, vicepresidente de la de la compañía, concibió la idea de inyectar gas dentro de un grupo de pozos de gas depresionados, además, tenía la posibilidad de alcanzar una presión en el campo hacia un punto que le permitiera la extracción del gas en el invierno venidero. Desafortunadamente, Judge, desarrollo su método de almacenamiento con resultados no satisfactorios.

Algunos años antes, en el Este de Ohio se había utilizado una mina salina para el almacenamiento. Después de esto el almacenamiento subterráneo se realizó en campos depresionados de gas aunque su desarrollo se realizaba a un ritmo muy lento hasta el periodo de la segunda guerra mundial en donde resurgió la idea del almacenamiento Subterráneo; pero no fue si no hasta el año de 1946, de donde se tiene registro, en que se desarrollara el primer almacenamiento satisfactorio en un acuífero por la Compañía Louisville Gas and Electric en el estado de Kentucky, Estados Unidos.

El almacenamiento combinado en yacimientos de gas y petróleo fue desarrollado por la Compañía Hope Natural Gas en 1941, en el estado de Virginia. El primer almacenamiento satisfactorio en un yacimiento de petróleo fue registrado en 1954 por la Compañía Lone Star Gas en Clay County Texas, por mucho tiempo fue el almacenamiento mas grande en yacimientos de gas seco depresionado seguido por acuíferos.

Experiencia del almacenamiento en Alemania

La experiencia con el almacenamiento de gas en formaciones porosas ha sido de mucho provecho en Alemania desde 1940. El almacenamiento mas antiguo en un acuífero fue en Engelbosten, el cual fue desarrollado en Europa para beneficio de Hanover y que se encuentra en operación desde 1953.

En la actualidad hay 19 formaciones porosas que son utilizadas para el almacenamiento de gas en la República Federal Alemana donde 10 de estos almacenamientos se encuentran en yacimientos agotados de aceite o de gas y 9 en acuíferos, con un volumen total almacenado de 115,000 MMPC, donde el gasto del gas de colchón y el gas de consumo fue de uno a uno es decir, que el volumen de gas para consumo es de aproximadamente 57,500 MMPC del cual se consumen por año alrededor del 3%

3.3. Capacidad del yacimiento

La capacidad total del yacimiento esta subdividida en dos categorías principales: gas colchón y gas de trabajo.

El gas colchón, es la cantidad de gas en el yacimiento que ejerce una presión mínima de operación, y no puede ser considerado para la extracción. Dicho gas está compuesto de gas nativo (gas que existía dentro del yacimiento) y gas foráneo (gas inyectado al yacimiento). Para el caso de los yacimientos depresionados, una cierta cantidad de gas foráneo tiene que ser inyectado, para incrementar la presión interna a ciertas condiciones de operación.

El gas de trabajo, es la cantidad de gas foráneo inyectado en un yacimiento que puede ser considerado para su recuperación .

El diagrama de la figura 3.1 muestra la clasificación del gas, dentro del yacimiento almacenador.

Dentro de los almacenamientos subterráneos de gas natural, encontramos las siguientes configuraciones, mismas que pueden observarse en la figura 3.2.

- Yacimiento de gas depresionado
- Yacimientos en acuíferos
- Yacimientos combinados de gas y aceite depresionados
- Yacimientos de aceite depresionados

Otras instalaciones de almacenamiento son:

- Cavernas salinas minadas por disolución
- Tanques subterráneos de almacenamiento
- Tuberías de transmisión
- Minas acondicionadas

3.4 Operación básica de almacenamiento.

El concepto básico de las operaciones subterráneas, es inyectar gas dentro de un depósito subterráneo. Esto actúa al mismo tiempo, incrementando la presión dentro del yacimiento con la posibilidad de que el gas inyectado pueda ser recuperado.

El campo de almacenamiento subterráneo contiene muchos aspectos de interés necesarios para su desarrollo, pero para los objetivos de ingeniería y diseño se estudiarán los siguientes:

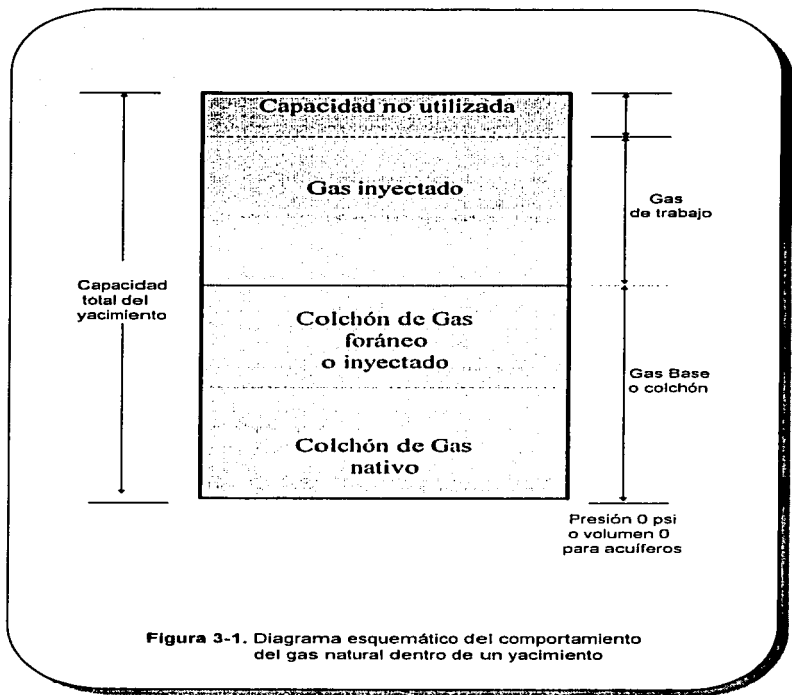
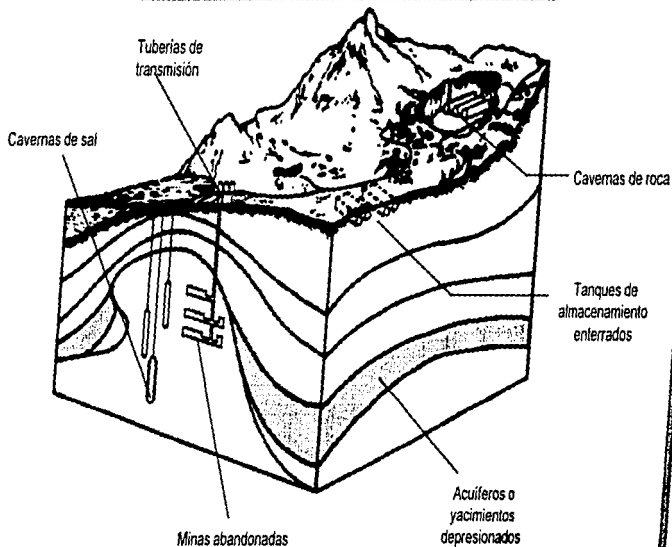


Figura 3-2 Instalaciones de Almacenamiento Subterráneo



El primer objetivo

Conocer la capacidad del almacenamiento de gas, en función de la presión y en algunos casos del tiempo. Esto es comúnmente llamado " Verificación del Inventario" ¿qué tanto gas es capaz de almacenar el yacimiento a la presión máxima de almacenamiento? y ¿qué tanto gas puede producirse durante las temporadas de extracción a una presión de base?. Las cantidades son necesarias si dependen del tiempo, para un ciclo de almacenamiento típico dividido en 120 días de extracción y 200 días para la inyección.

El segundo objetivo.

Contar con equipos de monitoreo para verificar la residencia del gas y asegurar que no se están presentando pérdidas. Esto es conocido como " Protección contra migración". Las continuas verificaciones de las presiones de los yacimientos entregan las presiones correspondientes para las condiciones de operación y presiones internas en todos los pozos durante las estaciones de otoño y primavera permitiendo realizar los cálculos correspondientes para el inventario volumétrico.

Un sistema para monitores de pozos permite corroborar que el gas inyectado esta confinado en el lugar adecuado y además no se están presentando fugas.

El tercer objetivo.

Contar con la habilidad para desarrollar y mantener un rango de extracción de gas específico para poder cumplir con las demandas. Esto es conocido como "Garantía en el inventario de entrega"

Complementariamente a estos objetivos básicos las siguientes características del yacimiento son necesarias:

- Debe existir una capa de roca sobre el yacimiento para prevenir fugas y pérdidas de presión.
- La roca del yacimiento debe tener alta porosidad y permeabilidad.
- La profundidad de la formación del yacimiento, debe ser tal que, la estructura pueda resistir la presión requerida.
- Debe existir ausencia de agua o condiciones adecuadas para un óptimo control de agua en el yacimiento.
- Es conveniente una formación libre de aceite

3.5 Cavernas salinas minadas por disolución (lixiviación).

El primer uso de una caverna utilizada para almacenar gas natural fue en 1961 cuando la Cia. Southeastern Michigan Gas que naciera de la Cia. Morton Salt, convirtiera una caverna salina abandonada y formada por rutina para la producción de salmuera. La caverna estaba localizada cerca de Mayzville, Michigan, tenía una capacidad de trabajo de 341 MMPC de gas a una presión en el cabezal de aproximadamente 1,000 psia y una presión mínima en la línea de 150 psia.

En 1963 la Corporación Power Saskatchewan construyo la primera caverna específicamente diseñada para el almacenamiento de gas natural.

En los Estados Unidos la primera caverna específicamente para el almacenamiento de gas natural, se completo en el Domo Salino Eminence, en Covington County, Mississipi en 1970 por la Corporación Transcontinental Gas Pipeline. Eran dos cavernas con una entrega de gas de 375 MPC/día por caverna.

La figura 3.3 muestra una sección de un domo salino.

Un almacenamiento típico tiene un volumen medio de 100 a 500 Mm³ (n) de 4 20 BPC de capacidad útil, una capacidad de extracción muy elevada (extracción de volumen útil de 10 a 20 días) con gran flexibilidad para cambiar de inyección a extracción (en ciclos de producción múltiple, una altura de 305 m a 610 m, y un diámetro promedio de entre 30 m y 61 m).

Existen tres necesidades básicas para la construcción de la caverna

- 1- Un espesor salino adecuado.
- 2- Suministro de agua fresca.
- 3- Una disposición de salmuera.

En la selección de un sitio adecuado para la construcción de una caverna de almacenamiento o la conveniencia de un sistema de cavernas, es necesario que el domo salino tenga una extensión y profundidad muy favorables; esta conveniencia es determinada por medio de la aplicación de soluciones técnicas tales como las pruebas de perforación.

Para obtener una buena estabilidad y sello en la caverna, se requiere de un espesor de sal considerable entre la cima de la misma y el techo de la cavidad, y en el caso de grandes sistemas de cavernas, el espesor de pared que las dividirá deberá de ser aproximadamente de 3 a 5 veces el diámetro de la caverna para tener una pared segura aunque este hecho varia entre autores.

La profundidad óptima para su desarrollo, es determinada en primer lugar, por los costos y por la seguridad, en segundo lugar, por la distancia mínima desde la superficie que depende de la combinación de diversos factores, ahora bien la profundidad de la

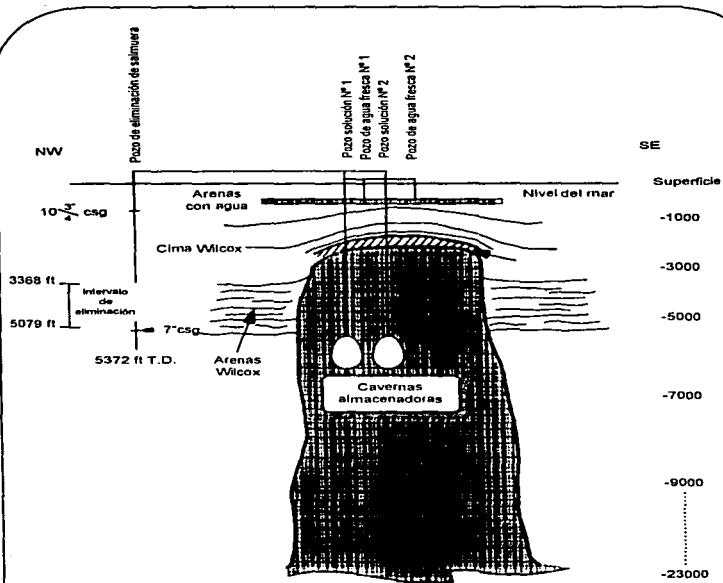


Figura 3-3. Sección transversal de un domo salino

superficie del domo, depende de la sobrecarga y también de la capacidad de flujo, es decir la capacidad de acarreo que tenga desde el fondo de la caverna hasta la superficie. Las profundidades entre 600 y 1,200 m son considerados como favorables, pero pueden existir cavernas de más de 1,200 m de profundidad que pueden ser económicamente factibles para ser usadas como almacenamientos.

El desarrollo de una cavidad, consiste básicamente en la perforación de un pozo a una profundidad considerable dentro de la formación salina y posteriormente la inyección de agua dulce a través de un aparejo de tubería colgada dentro del pozo, así se disuelve la sal y se extrae la salmuera. De esta manera se va creando la cavidad, la cual debe ser controlada en su forma y tamaño, mediante la reposición del aparejo antes mencionado.

La principal ventaja en este tipo de instalaciones sobre los almacenamientos en yacimientos depresionados, son los altos flujos de gas que es posible extraer en la cavernas salinas.

Aunque casi toda la salmuera es desplazada de la caverna durante su primer llenado de gas y después la caverna es operada como un contenedor de presión. La máxima presión de operación es determinada principalmente por las fuerzas geostáticas. La mínima presión es determinada por el mínimo gasto de entrega permitido o la mínima presión necesaria para mantener la caverna estable. La cantidad de gas colchón necesaria puede ser normalmente entre 30 y 60% de la capacidad de almacenamiento. Si se utiliza un método con desplazamiento de salmuera, entonces este gas colchón puede ser utilizado como gas de trabajo o gas recuperable. Sin embargo el desplazamiento de salmuera requiere de la construcción de presas de tamaño igual al volumen total de la caverna. En ocasiones es más económico manejar el gas colchón que construir presas de salmuera.

Refiriéndose al modo operativo de las cavernas, estas pueden ser utilizadas con o sin sistemas para el desplazamiento de salmuera. La figura 3.4 muestra este arreglo.

3.5.1 Métodos para construir una caverna en un domo salino

Existen principalmente dos métodos:

- Por lixiviación directa.
- Por lixiviación inversa.

Como su nombre lo dice el método de lixiviación directa, consiste en bombear desde la superficie agua fresca, es decir lo más libre posible de saturación de sales, esta agua es inyectada por la Tubería de Producción (TP) que conduce el agua hasta el fondo del pozo, al llegar el agua al fondo, ésta libre de sales, se comienza a saturar convirtiéndose en salmuera logrando de esta manera la disolución de la sal del domo, creándose así

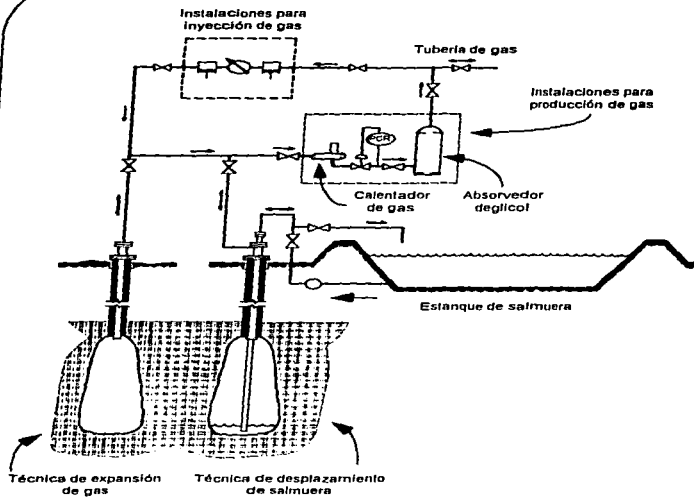


Figura 3-4. Técnicas de operación

una caverna. La salmuera que se forma es recuperada por el espacio anular a la superficie. La figura 3.9 muestra una planta de bombeo para lixiviación.

El método de lixiviación inversa difiere únicamente en que en lugar de bombear el agua libre de sales por la TP, ésta se bombea por el espacio anular y la salmuera que se forma es recuperada por la TP hacia la superficie. La figura 3.5 muestra ambos métodos.

Para poder controlar el techo de la cavidad y prevenir derrumbes, se utilizan en combinación ambos métodos el directo y el inverso, así como el uso de un sello de diesel que controla el espesor a disolver. La figura 3.6 muestra el proceso.

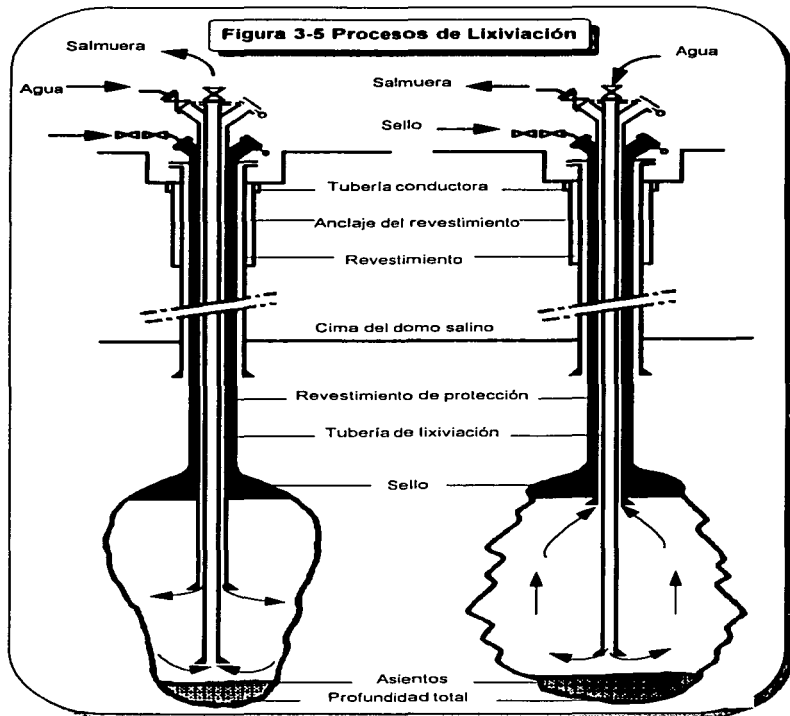
Los hidrocarburos líquidos, pueden ser extraídos mediante desplazamiento con agua dulce lo que permite incrementar el tamaño de la caverna, por la saturación del agua inyectada. Este método es utilizado en almacenamientos estratégicos, donde los movimientos son mínimos. Cuando se utiliza salmuera para su desplazamiento se requiere de la construcción de grandes presas para almacenar este producto, o de una operación de saturación de salmuera, haciendo pasar el agua a través de una caverna salina.

El almacenamiento de aceite crudo, se ha incrementado en muchos países, principalmente como reservas estratégicas, por ejemplo en la República Federal Alemana se tienen aproximadamente almacenados 110 Gm^3 (30 MMPC) y en los Estados Unidos aproximadamente se tienen más de 1100 Gm^3 (300MMPC), todos instalados en domos salinos, donde ambos proyectos fueron realizados por ingeniería de Kabernen Bau-und Betriebs-GmbH (KBB).

Las cavernas de sal son favorablemente convenientes para el almacenamiento de gas natural en caso de temporadas de escasez, con la ayuda de una estación de compresión, el gas que se quiere almacenar, es comprimido generalmente con una presión superior a los 3192.5 psia (220 bar) y de esta forma es almacenado; cuando se requiere desalojar el gas de la caverna este es recuperado simplemente por diferencia de presión desde la superficie, donde se hace pasar el gas a través de una estación de separación y una planta deshidratadora para su posterior manejo.

Las cavernas de sal ofrecen excelentes condiciones para almacenar gas LP, requiriendo condiciones de presión entre un rango de 362.8 a 1451 psia (25 a 100 bar) dependiendo de la profundidad de la caverna y del tipo de operación.

Muchas aplicaciones modernas sobre las cavernas de sal han sido realizadas por KBB un ejemplo es en Alemania donde se propone obtener energía del aire comprimido que se almacena; en este proyecto el aire de la atmósfera es comprimido a 1015.7 psia (70 bar) de presión utilizando un compresor económico para alimentar a las cavernas, y en caso de una escasez de combustible para la industria eléctrica o en el caso de horas pico



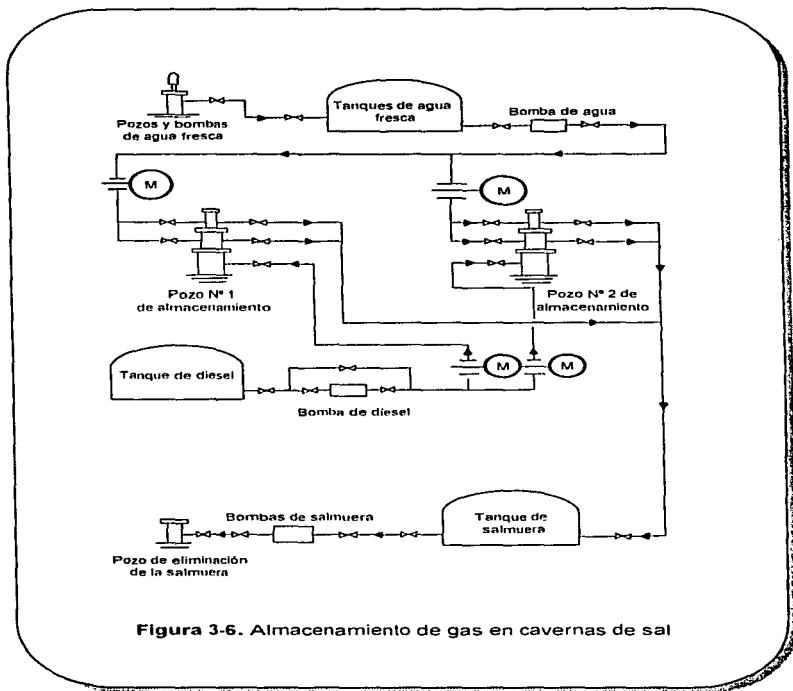


Figura 3-6. Almacenamiento de gas en cavernas de sal

en energía eléctrica, se puede utilizar el aire comprimido para poder alimentar una turbina de gas convencional que proporciona una energía equivalente a 290 MW.

Durante la última década se han utilizado las cavernas de sal como depósitos de materiales tóxicos, lo que ha provocado discusión a nivel mundial en base a su seguridad, comprobándose que estas cavernas son lo suficientemente confiables para mantener aislados y seguros a los desechos tóxicos debido a la propiedad de dureza y permeabilidad de la sal que ha demostrado ser de gran resistencia durante el paso de las eras geológicas. Un ejemplo de esto es el almacenamiento de hidrocarburos.

3.6 Almacenamiento de gas natural en formaciones porosas

Los sedimentos porosos son confiables para almacenar gas, siempre que tengan ciertas características y permitan un volumen aceptable además de contar con una permeabilidad adecuada que facilite tanto la inyección como la extracción del gas.

Las características típicas de un yacimiento agotado o un acuífero es de una capacidad útil de almacenamiento de 250 Mm^3 a 10 Gm^3 (n) (10 a 300 BPC), una capacidad de extracción dependiente de las características del yacimiento (gasto medio igual o superior al 1% del volumen útil) y gran rigidez en la operación para cambiar de inyección a extracción (ciclos de producción anual).

Las profundidades más convenientes para almacenar gas, fluctúan entre 600 y 2000 m, sin embargo esta dependerá de las condiciones de presión y operación que se necesiten para cada almacenamiento en particular; todos los parámetros y características del yacimiento que se mencionaron anteriormente son bien conocidos, puesto que se tratan de yacimientos de aceite o de gas ya agotados que se convertirán en formaciones almacenadoras.

3.6.1 Requerimientos geológicos para el almacenamiento de gas en formaciones porosas.

Las rocas porosas, por ejemplo areniscas, calizas fracturadas y dolomitas pueden ser utilizadas para propósitos de almacenamiento de gas natural, además de que deben ser lo suficientemente permeables; otro requisito para la seguridad del gas almacenado es la existencia de una formación densa e impermeable que se encuentre sobre la formación seleccionada como almacenadora, esta capa impermeable servirá de sello, el cual protegerá el almacenamiento de una posible fuga por migración vertical del gas evitando que este se pierda. La estructura del yacimiento puede ser preferentemente en forma de domo y este debe estar completamente sellado para impedir pérdidas laterales de gas; esta formación almacenadora puede ser un yacimiento de gas o de aceite agotado o bien un acuífero como ya se menciona.

En México predominan las formaciones sedimentarias ya sean marinas o continentales del mesozoico y del terciario como calizas, dolomitas o areniscas, un ejemplo de esto son formaciones encontradas en áreas como Veracruz, Tampico y Monterrey por decir algunas zonas que son las formaciones presumiblemente buenas para utilizarse como almacenamiento, esto si pruebas geológicas y geofísicas previas demuestran que son formaciones porosas, permeables y que tienen un sello que impida la fuga del gas.

3.6.2. Tipos de almacenamiento.

Los estratos geológicos adecuados para el almacenamiento de gas deben de tener las siguientes propiedades:

- Al seleccionar una formación para el almacenamiento, esta debe tener la propiedad de ser porosa e impermeable.
- Esta formación además debe de ser impermeable en la parte superior y fronteras laterales, para asegurar que durante el almacenamiento no existan migraciones de gas.

El almacenamiento en formaciones porosas se divide en los siguientes tipos:

- Yacimientos de gas natural parcialmente agotados o abandonados
- Yacimientos de aceite parcialmente agotados o abandonados
- Almacenamiento en acuíferos, este tipo de almacenamiento es posible gracias al desplazamiento del agua al ser inyectado el gas para almacenar.

En el caso de la tecnología de almacenamiento en acuíferos, se requiere de un cúmulo de información importante para desarrollar nuevas técnicas y así obtener una buena capacidad de almacenamiento de gas, sobre todo cuando las condiciones naturales existentes son desfavorables, si el acuífero tiene un cierre estructural pequeño o esta estructura se encuentra parcialmente cerrada, se han desarrollado numerosas técnicas como a continuación se mencionan:

a) La técnica de la pared de agua.

Esta técnica consiste en colocar alrededor del acuífero pozos inyectores de agua, para que de esta manera el gas se concentre en una burbuja, ayudando a prevenir posibles migraciones de gas. Figura 3.7-a.

b) La técnica de la pared de espuma.

Esta técnica también es llamada el método del banco de espuma, esta basada en el mismo principio de la técnica anterior solo que en vez de utilizar agua se utiliza espuma. Figura 3.7-b.

c) La técnica del banco de hidratos.

Esta técnica tiene como principio la utilización de hidratos de hidrocarburos, los cuales son formados gracias a la disminución de la temperatura de la roca del yacimiento por medio de sustancias refrigerantes lo que ocasiona la formación de dichos hidratos, es decir de partículas sólidas que forman una barrera que bloquea los poros de la formación formando un sello. Figura 3.7-c

d) La técnica del muro por aglutinamiento.

Esta técnica es utilizada cuando se tiene un acuífero que no tiene un cierre estructural completo, por lo tanto se tienen que rellenar las zonas donde no se tiene sello, esto se hace por medio de aglutinamiento de distintos materiales para crear una zona impermeable e impedir la migración del gas. Figura 3.8-d

3.6.3. Exploración y prefactibilidad.

Para evaluar la conveniencia de almacenar desde un punto de vista técnico y económico, debemos considerar las siguientes especificaciones:

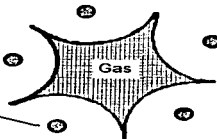
- Volumen y geometría de almacenamiento
- Capacidad de flujo en el pozo
- Volumen original del espacio poroso
- Costos de inversión y operación incluyendo un colchón de gas
- Localización geográfica
- Factores ambientales

Cuando un yacimiento de gas y aceite es abandonado, la capacidad de almacenamiento de gas puede ser calculada de su historia de producción, además de información como porosidad, permeabilidad, saturación de líquidos en el espacio poroso, espesor del yacimiento, presión máxima permisible en el yacimiento, etc. La interrogante fue durante mucho tiempo, si el yacimiento permanecería impermeable durante el almacenamiento, esta fue contestada inmediatamente ya que la sola presencia de hidrocarburos almacenados en estos estratos confirma la seguridad del sello del yacimiento.

Fig 3-7 Técnicas de almacenamiento en acuíferos

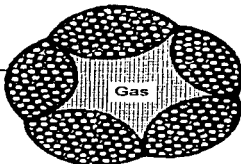
3-7 a) Pared de agua

Pozos inyectores de agua



3-7 b) Pared de espuma

Banco de espuma

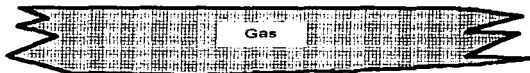


3-7 c) Banco de hidratos

hidratos de hidrocarburos



3-7 d) Muro por aglutinamiento



En el caso de almacenamiento en acuíferos, la estructura elegida para almacenar debe de ser explorada, lo cual se logra utilizando métodos geofísicos, principalmente sísmica, posteriormente la información geofísica es verificada con perforaciones y posteriormente correlacionada; se toman además muestras de estratos de roca del sello de la formación mismas que son investigadas en el laboratorio para determinar el comportamiento de la permeabilidad, porosidad y presión capilar. El registro de barrena proporcionan además datos importantes sobre la información geológica.

La presión del acuífero puede poner en duda la impermeabilidad del sello, por lo que se deben tomar en cuenta las fallas geológicas que son, en cualquier caso, zonas de debilidad, ya que la experiencia ha demostrado que un pequeño incremento en la presión original del yacimiento puede ser suficiente para provocar una falla geológica y en consecuencia se hará presente la permeabilidad en el sello.

La economía de las formaciones porosas para el desarrollo de un almacenamiento depende decisivamente del número de pozos de inyección y de la capacidad de recuperación de los mismos. El espacio poroso original de la formación de un yacimiento de gas o aceite puede tener una influencia predominante sobre la conveniencia del almacenamiento.

Para muchos almacenamientos en formaciones porosas es necesario contar con instalaciones de plantas purificadoras de gas y en el caso de formaciones productoras además de grandes instalaciones pueden ser necesarias estaciones de separación para poder quitar los hidrocarburos líquidos que han sido arrastrados por la corriente de gas.

Aproximadamente el 50 % del volumen total de gas inyectado en yacimientos es aprovechado y el resto es utilizado como gas colchón, en el caso de un acuífero el mantenimiento de la presión depende de los pozos de almacenamiento y estos a su vez de los costos de inversión y del volumen de gas de colchón.

Lo anterior no es una regla válida para estimar el volumen de gas colchón requerido para la operación, esto depende de dos parámetros:

- a) La permeabilidad relativa y el comportamiento de las dos fases existentes en el yacimiento (gas y agua);
- b) y también depende de la presión máxima de operación.

La figura 3.8 muestra el almacenamiento de gas natural en acuíferos y yacimientos depresionados.

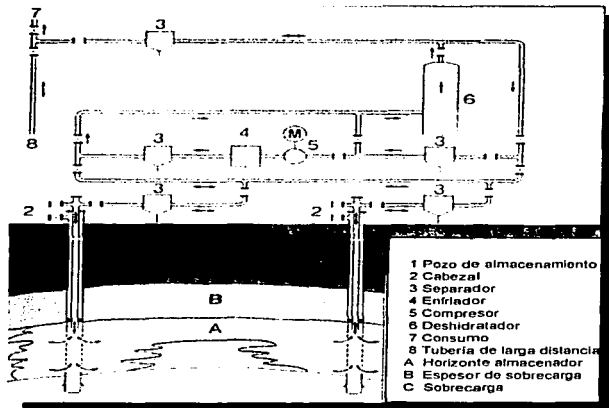


Figura 3-8 Almacenamiento de gas natural en acuíferos y yacimientos depresionados



Figura 3-9. Planta de lixiviación

3.6.4. Conversión y primer llenado

3.6.4.1 Conversión de un yacimiento de gas natural parcialmente agotado

Un yacimiento de gas natural parcialmente agotado ofrece las posibilidades más simples y accesibles para almacenar gas natural, debido a que tienen las propiedades geológicas necesarias los cuales se fueron acumulando por el tiempo geológico, características que son investigadas con detalle (desde un punto de vista de ingeniería) durante la fase de producción, además de que los costos de exploración son eliminados ya que previamente fueron realizados, aunado a esto, un yacimiento de gas agotado ofrece la ventaja de que el tiempo de cambio a operaciones de almacenamiento es corto, pues se ahorra parte del colchón del gas.

El comportamiento de la presión que se espera durante el almacenamiento depende del volumen de gas por almacenar y los gastos para recuperar, los cuales son simulados numéricamente en la fase de diseño, si los parámetros teóricos y los medidos coinciden es posible predecir el comportamiento de la presión durante el almacenamiento con gran precisión.

El desarrollo interior de un almacenamiento generalmente requiere de cambios en las formas de los pozos, de perforar nuevos pozos y de pozos de observación.

3.6.4.2 Conversión de un yacimiento de aceite parcialmente agotado.

Tomando en cuenta la formación sello, podemos considerar algunas de las aplicaciones que se tienen en un yacimiento de gas natural, y de esta manera un yacimiento de aceite abandonado se podrá convertir en un yacimiento almacenador de gas natural.

Se puede presentar una invasión notable de aceite durante la recuperación del gas almacenado, esto en muchos casos puede representar económicamente una desventaja en las operaciones de almacenamiento, debido a la solubilidad del gas almacenado en el actual yacimiento de aceite, teniendo la desventaja de ocasionar un daño o alteración de las permeabilidades relativas durante el flujo simultáneo de gas, aceite y agua en el yacimiento y esto esta por encima de cualquier técnica de producción pues estos tres elementos causan frecuentemente problemas adicionales.

3.6.4.3 Instalación de un acuífero de almacenamiento

Cuando los yacimientos de gas o aceite no han sido abandonados siendo aprovechados por centros de consumo cercanos, entonces se puede decir que una formación porosa y permeable saturada con agua puede reunir las condiciones adecuadas para instalaciones de almacenamiento, ya que el volumen de almacenamiento es creado por el desplazamiento del agua intersticial utilizando gas, además que las condiciones

geológicas de un acuífero son idénticas a las de un yacimiento de hidrocarburos, pues como es sabido, el yacimiento de gas artificial debe poseer igualmente la propiedad de sello que un yacimiento natural de gas o aceite; una vez localizada la estructura adecuada o más conveniente para el almacenamiento los pozos son perforados.

Antes de comenzar la primera inyección de gas debe existir reposo, ya sea para una prueba de producción o de inyección, estas pruebas deben ser llevadas a cabo teniendo cuidado de no estar cerca de un posible contacto con un yacimiento de exploración y las posibles heterogeneidades de la ruta de inyección al horizonte almacenador son detectadas durante la etapa de planeación.

Durante la primera inyección dentro del acuífero, si no se tiene cuidado se puede exceder la presión inicial dentro del espacio poroso lo que puede ocasionar un fracturamiento hidráulico, provocada por la inyección del gas lo cual debe prevenirse; por lo anterior se debe de asegurar que la sobre presión o presión de inyección no rebase la sobrecarga lateral o la llamada presión del umbral o presión de desplazamiento.

La fase de inyección de gas es muy importante y por lo tanto este debe ser inyectado con mucho cuidado dentro de la formación de almacenamiento, generalmente este proceso toma algo de tiempo y la capacidad de inyección es de aproximadamente del 50% de la presión de operación de la válvula de seguridad. En yacimientos no homogéneos y estratificados la expansión del gas se hará en forma de interdigitación, es decir en forma no uniforme debido a la existencia de permeabilidades diferentes dentro del yacimiento, la influencia de la compensación gravitacional se debe considerar conforme pasa el tiempo para la formación de una interdigitación, es por eso que en subsiguientes inyecciones deben existir además pozos de seguridad ya que debido al fenómeno antes mencionado se llegan a formar capas aisladas de gas.

Cuando fluye el gas a través del espacio poroso del horizonte almacenador y de la TP, se tienen pérdidas de presión por fricción, estas deben ser consideradas en orden de importancia para poder evaluar la capacidad de inyección y de producción del yacimiento a la superficie y viceversa.

3.6.5. Equipo técnico

3.6.5.1 Equipo básico

Para cualquier tipo de almacenamiento en formaciones porosas, el revestimiento del pozo deberá ser sellado sobre la parte superior del horizonte almacenador donde deberá existir una cementación confiable, es decir un excelente empalme entre el cemento del revestimiento y la pared del agujero descubierto para evitar posibles fugas de gas a través de este contacto al inyectarse el gas o fugas por migración del mismo al estar almacenado; si el yacimiento o el nuevo almacenamiento es una conversión de yacimiento de aceite, los pozos perforados para la producción del aceite deberán ser

convertidos a pozos de almacenamiento como se marca en los estatutos de la actual tecnología de producción de gas.

3.6.5.2 Equipo superficial

Cada pozo mantiene un sello con la superficie gracias al cabezal y este consiste en un conjunto de válvulas y conexiones, con sus manómetros y termómetros necesarios para el control del pozo.

En lo que respecta a las compresoras el número y capacidad de estas para ser instaladas, depende de las condiciones de presión que se requieran en el fondo del pozo para almacenamiento, además de que siempre es necesario la instalación de un separador en cada pozo, para separar cualquier posible entrada de agua o de algún condensado.

En condiciones de presión y temperaturas bajas, es posible la formación de los llamados hidratos de hidrocarburos que pueden ocasionar grandes daños y disturbios operacionales, debido al taponamiento de las tuberías, ocasionando grandes pérdidas por compresión ya que las pérdidas de presión por fricción se incrementarían, esto se puede evitar inyectando a la corriente inhibidores como podría ser el glicol que es otra razón por la que debe existir un sistema de separación pues la pérdida de glicol constantemente ocasionaría grandes gastos debido a que es costoso y se estaría comprando constantemente la cantidad que se gasta; es por esto que es importante recuperarlo.

3.7 Tanques subterráneos (botella)

Este tipo de recipientes de almacenamiento se han utilizado para requerimientos pequeños de gas principalmente, sus capacidades típicas son de 40,500 a 325,000 m³ (1.5 a 12 MMPC). Estos recipientes, al ser de alta presión pueden ser descargados a cualquier presión deseada; con un mínimo de equipo mecánico. Como ejemplo de este tipo de instalaciones están un par de bancos de 325 metros de longitud, 1.15 m de radio, diseñados por la Cia. South Jersey en 1964. Cada banco contenía ocho unidades de 324 metros. El grueso de la pared era 1.2 cm. Un compresor de gas con una potencia de 600 HP. El gas era comprimido a 980 psi y tomaba aproximadamente 3 días para alcanzar la capacidad de almacenamiento de 270,300 m³ (10 MMPC). Los cilindros fueron enterrados 90 cm bajo la tierra.

El equipo necesario para almacenar el gas incluye deshidratadores, los cuales reducen la cantidad de agua contenida en el gas (0.516 por MMPC), compresores de gas, e inhibidores de condensación. Los compresores deben de ser de un tamaño adecuado para poder llenar los tanques entre 3 y 10 días

El equipo necesario para la extracción del gas incluye quemadores de gas de alta presión seguidos por una válvula reductora de presión. Los quemadores previenen la formación de hidratos de gas.

Este tipo de instalación puede encontrarse particularmente en áreas rurales, necesita de pocos operarios, en general algunas instalaciones son diseñadas sólo como temporales o de prueba.

3.8 Almacenamiento en líneas de transmisión.

El almacenamiento en tuberías de transmisión consiste en utilizar una sección de las tuberías para "empacar" gas de acuerdo con lo siguiente:

- 1- Incrementando la presión de operación en la línea (incrementando también el grueso de la pared)
- 2- Incrementando el diámetro de la tubería
- 3- Instalando tubería adicional realizando un arreglo en paralelo
- 4- Haciendo una combinación de ambos.

Muchas compañías de gas natural con mas de una línea de transmisión, utilizan el almacenamiento dentro de sus tuberías. Este tipo de almacenamiento de empacado es normalmente utilizado para las variaciones ocasionadas en la demanda diaria, donde el empacamiento puede realizarse por la noche y la descarga en la mañana siguiente.

3.9 Acondicionamiento de Minas.

El adecuar minas ha sido investigado desde hace muchos años aunque para los requerimientos de presión para el almacenamiento de gas se ha calificado de poco productiva para propósitos de almacenamiento.

Un ejemplo fue, la primera mina acondicionada en los Estado Unidos, la mina Leyden Coal Mine cerca de Denver (originalmente mina de carbón) la cual fue convertida en almacenamiento subterráneo en 1959. La presión de gas en la mina era mantenida por debajo de la presión hidrostática. El gas almacenado en esta mina era para uso local con una presión relativamente baja de entrega.



CAPITULO IV

**Análisis y descripción de la
infraestructura superficial.**

CAPITULO IV

Análisis y descripción de la infraestructura superficial.

4.1 Filosofía de operación

La figura 4-1 muestra la evolución típica de un yacimiento volumétrico (cerrado). La presión del yacimiento va disminuyendo a medida que aumenta la extracción del gas y el caudal de producción de gas va disminuyendo con dicho avance. La vida productiva del yacimiento concluye cuando alcanza su límite técnico (presión mínima) o económico (al igualarse los ingresos por ventas del gas y los costos de producción). En el yacimiento queda un cierto volumen de gas remanente, cuya extracción no es técnica o económicamente viable.

Supongamos el siguiente ejemplo (figura 4-2):

Se desea convertir en almacenamiento subterráneo un volumen de 1 Gm³ de gas natural, del que se han extraído el 80% de sus reservas, la presión ha disminuido desde un valor inicial 100 psia hasta 20 psia e igualmente la producción de gas ha descendido desde 2 hasta 0.4 Millones de metros cúbicos en condiciones normales (Mnm³/día).

Si se quiere producir de este yacimiento un volumen anual total de 400 MNm³/día, tendremos que inyectar 600 MNm³/día para construir el almacenamiento. Un volumen de 200 MNm³ de este total deberá permanecer en el almacenamiento como gas colchón (también llamado gas de base), para dar el soporte de presión necesario para la operación del almacenamiento. Evidentemente, si fuera necesario en algún momento, se podrían extraer los 600 MNm³ inyectados que vienen a suponer la reserva estratégica del yacimiento.

El ejemplo indicado supone una total reversibilidad en el comportamiento del yacimiento, cosa que normalmente no ocurre. En la realidad suele observarse un fenómeno de histéresis en los ciclos de inyección - producción de gas, que hace que la presión de inyección requerida vaya siendo más alta en los ciclos sucesivos (figura 4-3). Esto se puede deber a una reducción paulatina del volumen poroso del yacimiento, que puede ser causado por el peso de los sedimentos sobre una formación despresurizada, a movimientos de recarga de agua en el yacimiento, si se trata de un yacimiento no totalmente cerrado o si, siendo cerrado el acuífero subyacente, tiene un volumen relativo muy superior al almacén de gas. Esta histéresis puede limitar la vida útil del almacenamiento ya que normalmente se fija como límite de presión de inyección la estática inicial del yacimiento.

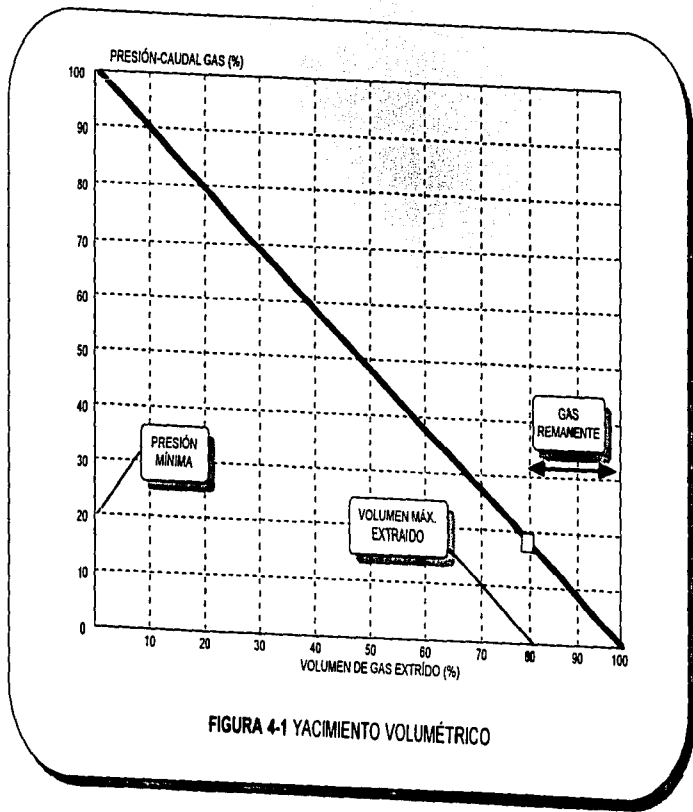


FIGURA 4-1 YACIMIENTO VOLUMÉTRICO

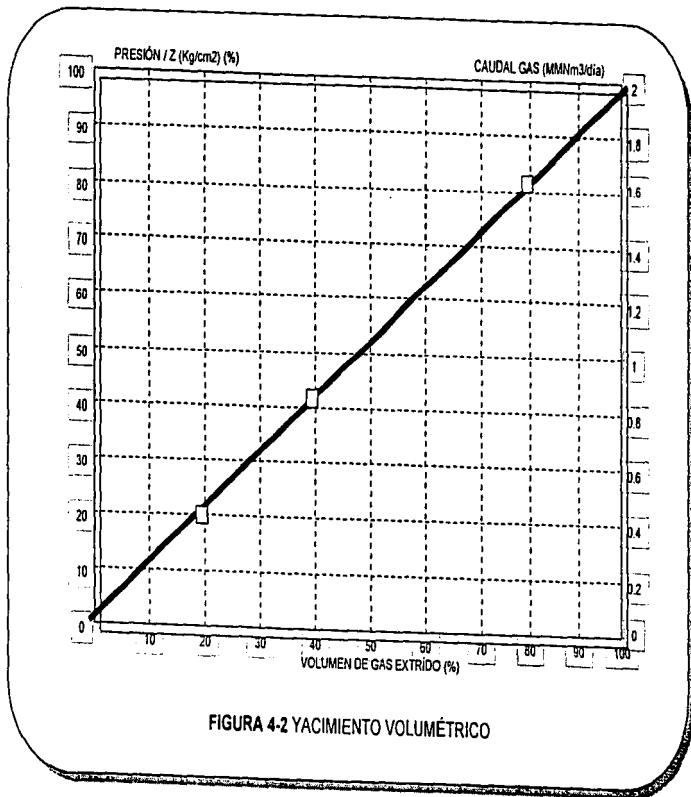


FIGURA 4-2 YACIMIENTO VOLUMÉTRICO

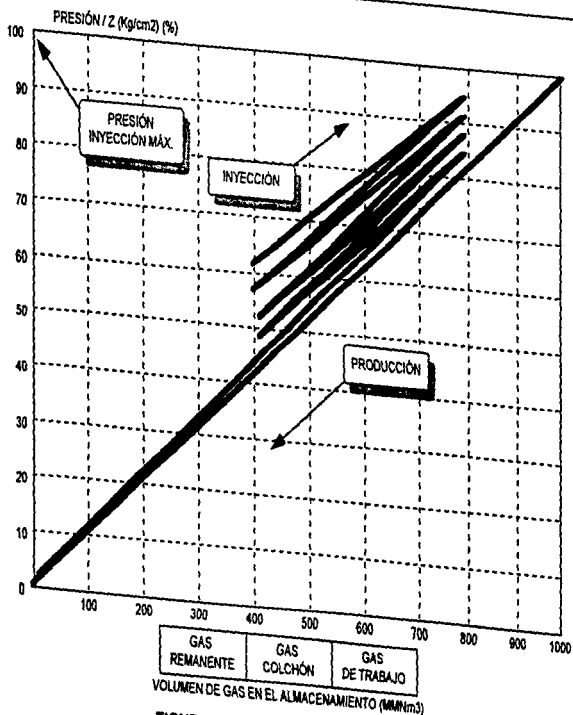


FIGURA 4-3 HISTÉRESIS DE PRESIÓN

4.2 Caso 1

Esperando una composición del gas, con contenidos de metano superiores al 98% sin condensado ni componentes tóxicos ni peligrosos: la figura 4.4 muestra el sistema típico general de distribución de gas natural conformado básicamente por el siguiente proceso:

4.2.1 Proceso de producción

Cuando los gases se encuentren saturados de vapor de agua a las condiciones de presión y temperatura de los respectivos yacimientos, se da lugar a condensaciones de agua a lo largo del proceso de extracción y transporte a la planta de tratamiento, obligando a inyectar dietilenglicol (DEG) en las corrientes de salida de gas de los pozos para evitar la formación de hidratos en las tuberías de transporte (figura 4.5).

En la planta de tratamiento, el agua condensada mezclada con el DEG se retira mediante dos separadores en serie (un slug catcher y un filtro separador). La corriente de agua-DEG se envía a un regenerador donde por destilación, se recupera el DEG para ser reutilizado y el agua producida se evacua en forma de vapor por la columna de destilación del regenerador. A continuación, el gas se dirige a la estación de compresión para alcanzar la presión de entrega exigida por el comprador (PEMEX).

Posteriormente entra en una torre de secado, donde, por contacto en contracorriente con Trietilenglicol (TEG) en una columna de platos, se produce la deshidratación del gas hasta la especificación de venta. El TEG se regenera por destilación de forma análoga a la recuperación de DEG.

Tras su medida y odorización con THT (Tetrahidrotiofeno), el gas se entrega en el límite de la planta al gasoducto de la red nacional de gasoductos.

4.2.2 Instalaciones de producción.

Las instalaciones de producción en los campos de almacenamiento subterráneo de gas natural pueden dividirse en tres áreas:

- Áreas de pozos
- Red de gasoductos
- Planta de tratamiento

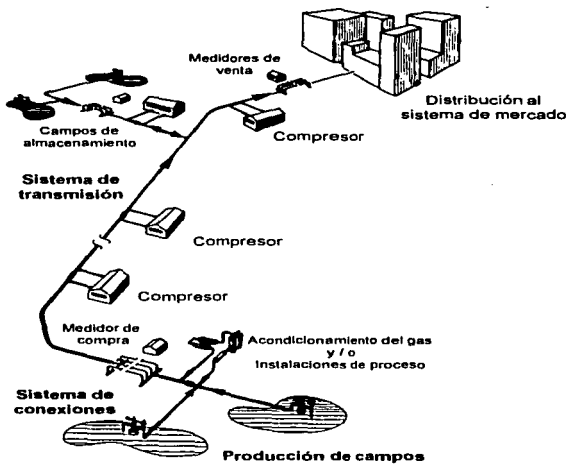


Figura 4-4 Sistema típico general de distribución de gas natural

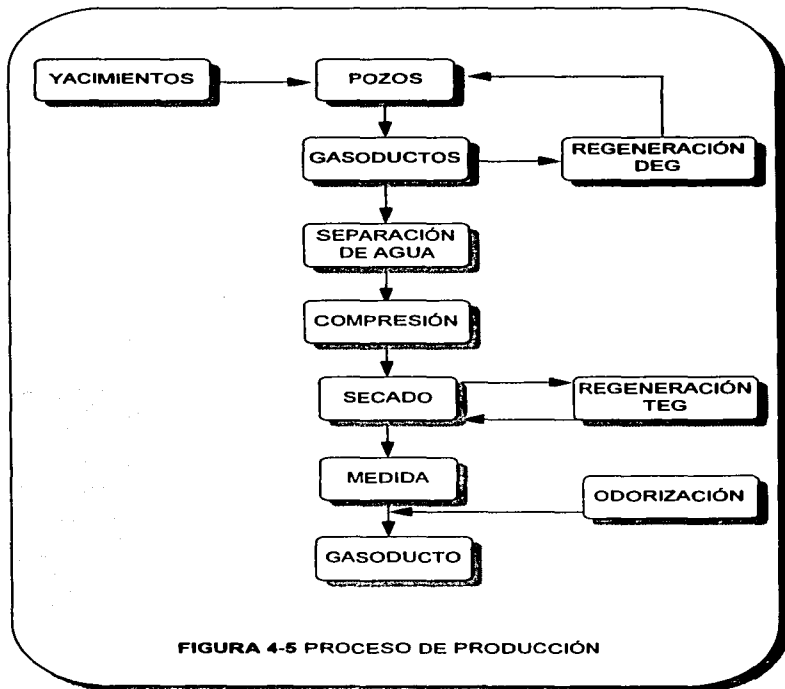


FIGURA 4-5 PROCESO DE PRODUCCIÓN

4.2.3 Áreas de pozo.

En el emplazamiento de cada pozo productor se debe disponer de los equipos necesarios para acondicionar el gas para su transporte hasta la planta y mantenerla bajo control.

La instalación para el DEG se compone de un depósito que se llena mediante un camión cisterna, del que se alimentan dos bombas alternativas con posibilidad de inyectar DEG tanto aguas arriba del choke (para arrancar el pozo) como aguas abajo (en producción continua).

Los pozos, verticales y completados con tubería, deben equiparse con tres válvulas de cierre automatizadas: Una de fondo (situada a 100 m de profundidad) y otras dos (master y wing) en el árbol de producción.

Los pozos pueden controlarse desde una sala de control de planta de tratamiento mediante un sistema de telecontrol cuyas señales se transmiten a través del cable de comunicación extendido junto a los gasoductos.

4.2.4 Gasoductos.

El transporte de gas desde los pozos a las plantas de tratamiento se puede realizar a través de una red independiente para cada yacimiento con diámetros variables y tuberías enterradas a un mínimo de 1 m y protegidas catódicamente por corriente inversa.

Los tramos de gasoducto están equipados con trampas (pig traps), para el lanzamiento de diablos de limpieza y la evacuación de los líquidos.

4.2.5 Planta de tratamiento.

Suponiendo las siguientes especificaciones establecidas para la venta de gas:

- Presión máxima de entrega: 72 kg./cm²
- Temperatura de entrega: 0 - 55 °C
- Punto de rocío de agua: -12 °C a 72 kg./cm²
- Odorización: 5-30 mg THT/Nm³ gas.

Adicionalmente al proceso antes señalado, se destacan los siguientes aspectos:

La unidad de compresión puede estar compuesta por tres compresores idénticos de tipo alternativo y accionados por motores de gas.

La unidad de medida, utilizada para facturar en forma de energía el gas producido, puede estar dotada de dos líneas idénticas con medidores de turbina, con capacidad cada una de ellas para el 100% y computadoras de caudal. Las dos líneas pueden alinearse en serie para verificación.

En una sala de control es posible centralizar el control del conjunto de las instalaciones. Con unas veinte personas es suficiente para la plantilla de operación y mantenimiento en el campo.

4.3 Caso 2

En el siguiente caso se contempla la operación con periodos de inyección de gas en los yacimientos (verano), seguida de periodos de producción (invierno).

4.3.1 Proceso de almacenamiento

Durante los periodos de inyección (normalmente durante 6-7 meses al año), se toma gas seco de la red nacional, y se mide en la planta antes de ser enviado directamente a los pozos, donde mediante compresores de tipo alternativos se inyecta en los yacimientos (figura 4.6)

El proceso de extracción del gas almacenado durante las épocas de producción (4-6 meses por año), es similar o igual al que se realizaba durante la explotación previa del campo.

4.3.2 Instalaciones del almacenamiento

Conceptualmente difieren muy poco de las utilizadas en la explotación previa, las diferencias básicas y adiciones a las instalaciones anteriores se indican en los siguientes apartados.

4.3.3 Áreas de pozos.

Se utilizan compresores de inyección ubicados en los emplazamientos de los pozos, y tienen presiones de inyección de hasta 180 kg/cm² con capacidades de inyección de 400,000 Nm³/ día. Se trata de máquinas de tipo alternativo movidas con motores de gas. El DEG empleado anteriormente como inhibidor de hidratos, puede sustituirse por metanol en los pozos con mayor autonomía para los nuevos caudales de producción. También, las bombas de DEG pueden ser adaptadas para el uso de metanol

4.3.4 Gasoductos

La variante que se pudiera observar dentro de este género, con el fin de aumentar la capacidad de producción de dicha área en el campo, sería incrementar el diámetro de la tubería.

4.3.5 Planta de tratamiento

Durante las épocas de inyección el gas a almacenar se recibe de la red nacional de gasoductos y es medido a la entrada de la planta, posteriormente se hace pasar directamente a los gasoductos de los yacimientos sin someterse a ningún tipo de tratamiento en la planta.

El gas almacenado, al ser extraído de los yacimientos, debe pasar el mismo proceso de tratamiento que el gas original, es decir: separación de agua, deshidratación, odorización y medida. Si fuera necesario, los compresores de inyección de los pozos se utilizarían reversiblemente para comprimir también el modo de producción.

Las instalaciones de producción previamente descritas no sufren cambios.

Los platos de la torre de secado pueden sustituirse por un relleno compacto, más eficiente que puede duplicar prácticamente la capacidad de secado y además puede instalarse otra torre adicional similar para garantizar, en conjunto la capacidad de deshidratación requerida. La unidad de regeneración de DEG original puede transformarse para regenerar el TEG de esta segunda torre de secado.

4.4 Caso 3

Ahora supongamos que el campo se encuentra bajo el mar, para ello la explotación se lleva a cabo mediante una plataforma metálica, situada sobre aguas marinas.

4.4.1 Plataforma

La plataforma esta constituida por dos partes: La estructura soporte ("jacket") y las instalaciones de cubierta ("topsides"):

El jacket es una estructura tubular reticulada de acero al carbono, con forma de pirámide truncada, de unas 10,000 toneladas de peso y 115 m de altura, sumergida en el agua, apoyada y piloteada en el fondo marino.

Los "topsides" incluyen nueve módulos:

- Generación de energía y servicios
- Proceso
- Cabezas de pozos
- Alojamiento de personal y oficinas
- Torre de perforación y equipos asociados (3 módulos)
- Helipuerto
- Antorcha

4.4.2 Proceso de almacenamiento

En los periodos de inyección se toma gas de la red nacional y se mide en la planta, antes de ser enviado directamente a la plataforma, a través del gasoducto submarino, donde se inyecta en el yacimiento utilizando turbocompresores instalados a bordo (figura 4.7). En determinadas circunstancias puede ser necesario utilizar los antiguos compresores de producción situados en la planta, para aumentar la presión de llegada a la plataforma.

Durante los periodos de producción el gas se trata de forma similar al proceso de producción original, al que fundamentalmente, con el objetivo de simplificar las instalaciones de tratamiento de la plataforma, se le pueden introducir la siguientes modificaciones:

- La deshidratación del gas, se puede realizar en unidades de refrigeración mecánica situadas en la planta de tierra, de tal manera que dichas unidades permitan alcanzar simultáneamente los puntos de rocío de agua e hidrocarburos requeridos para la entrega del gas, en vez de utilizar las torres de TEG.
- La estabilización del condensado en plataforma debe eliminarse así como las correspondientes bombas de transporte a tierra.

El proceso de producción en plataforma debe reducirse, por tanto, a una simple etapa de separación por gravedad de las tres fases (gas, condensado y agua).

El agua separada se inyecta en el yacimiento a través de un pozo de evacuación. El gas y el condensado se transportan conjuntamente a través del gasoducto submarino, donde además, se produce condensación del vapor de agua que satura el gas a la salida de los separadores de la plataforma. Para evitar la formación de hidratos en esta tubería, por la presencia de gas y agua, puede ser necesario en determinadas circunstancias operativas inyectar metanol en la corriente de fluidos.

Un oleoducto submarino puede ser utilizado de dos diferentes maneras:

- En periodos de producción transporta el metanol (inhibidor de hidratos en el gasoducto) desde la planta hasta la plataforma.
- En periodos de inyección, se puede aprovechar para transportar, desde tierra a la plataforma, el agua de producción separada en tierra, y almacenada temporalmente en uno de los antiguos tanques de condensado, para ser inyectada en el yacimiento.

4.4.3 Instalaciones del almacenamiento

La simplificación del proceso de tratamiento en producción ha conducido a la eliminación de las dos unidades de deshidratación de gas de TEG (torres y regeneradores), así como los estabilizadores y bombas de condensado.

Son necesarias bombas para la inyección de metanol en el gasoducto en los periodos de producción.

La inyección de gas en el yacimiento se efectúa mediante tres turbocompresores con capacidad máxima de 260 kg./cm³, que corresponde a la presión de inyección que se espera en la vida operativa del almacenamiento. La disposición de tuberías puede permitir también el uso reversible de estas máquinas para producción de gas, si fuera necesario.

Los turbocompresores, con sus separadores previos, aero-refrigerantes posteriores y elementos auxiliares se han instalado en el piperack de perforación de la plataforma para alojar el volumen de equipo de inyección necesario e inutiliza la mitad de dicha área. Esto obliga a tomar ciertas precauciones adicionales en las operaciones de perforación y reparación de pozos.

El sistema de generación de electricidad, compuesto inicialmente por un turbogenerador principal y cuatro grupos diesel de respaldo (utilizados también como alimentación principal en las operaciones de perforación) ha sido totalmente reemplazado para adecuarse al menor consumo de potencia y aumentar su fiabilidad. Para ello se han instalado cuatro generadores idénticos, dos de ellos equipados con motor de gas y los otros dos con motor diesel, que pueden ser utilizado tanto para las operaciones normales como para la perforación de pozos.

El sistema de control original de producción, basado en tecnología de Controladores Lógicos Programables (PLC's) y de carácter local (con una interconexión mínima con la planta de tierra), ha sido sustituido por un Sistema de Control Distribuido (DCS), conectado a la sala de control de la planta de tierra a través de un sistema de comunicaciones por microondas, con dos frecuencias distintas de transmisión para asegurar la fiabilidad de su funcionamiento. El sistema permite controlar las

instalaciones, tanto desde tierra, como desde una sala local situada en plataforma. Como elemento adicional de seguridad se instala un sistema de cámaras de televisión que permiten visualizar, en la sala de control de tierra, las áreas más importantes de la plataforma.

Las circunstancias modernas van dirigidas a reformar los procedimientos de operación y mantenimiento para adaptarse a las nuevas circunstancias operativas (mucho menos personal, plataforma no tripulada, instalaciones reversibles,).

4.4.4 Tuberías submarinas

El gasoducto submarino se utiliza para transportar gas en flujo trifásico a la planta en los periodos de producción y gas seco, procedente de la red en los periodos de inyección. El paso del modo de producción a inyección exige desplazar todos los líquidos de la tubería mediante lanzamientos de diablos.

El oleoducto submarino tiene la doble función ya anticipada, de transportar metanol (en producción) y agua de producción separada y almacenada temporalmente en planta (en inyección).

4.4.5 Planta de tratamiento

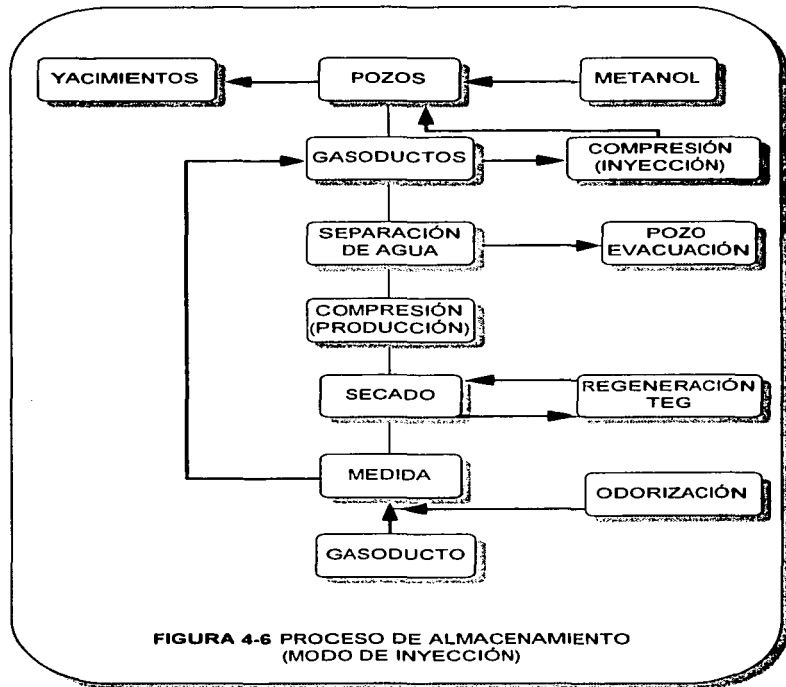
Las líneas utilizadas para la inyección conducen directamente el gas hasta la aspiración de los compresores de producción originales (en algunas circunstancias puede ser necesario elevar la presión del gas antes de su envío a la plataforma), y de allí se conectan con el gasoducto marino.

Las modificaciones marítimas obligan a instalar un separador trifásico adicional para recoger las descargas líquidas del separador (slug catcher) y las unidades de refrigeración, permitiendo la separación eficiente de las tres fases de dichas corrientes (gas, condensado y agua- metanol).

Puede ser necesaria la instalación de dos compresores adicionales en planta, para ser utilizados fundamentalmente como "refuerzos" de los turbocompresores de inyección.

4.5 Infraestructura Superficial

Para el caso específico del estudio en México únicamente se tomarán en cuenta las posibles instalaciones de superficie para yacimientos agotados y domos salinos.



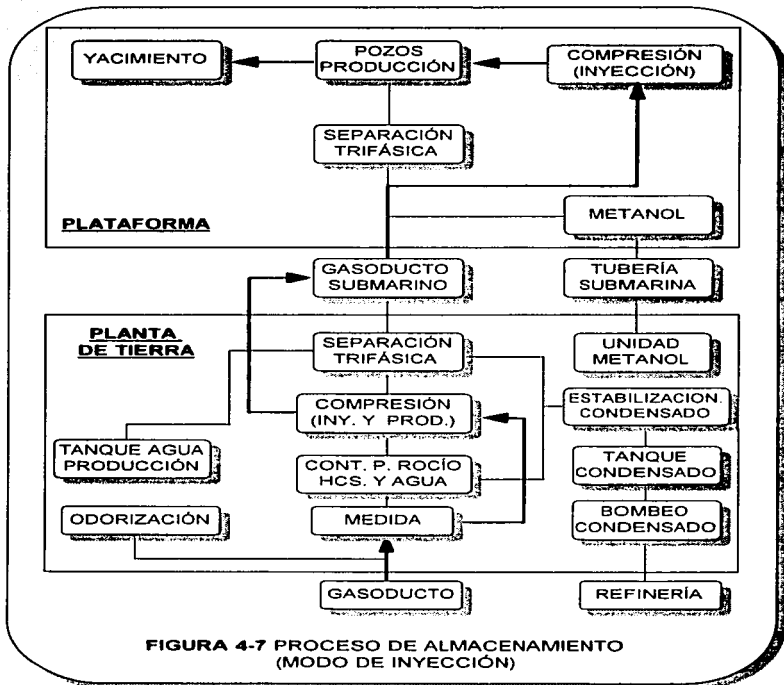


FIGURA 4-7 PROCESO DE ALMACENAMIENTO (MODO DE INYECCIÓN)

Las instalaciones superficiales del almacenamiento comprenderán principalmente:

- un gasoducto de empalme a la red de transporte existente
- las interconexiones de empalme a los pozos
- una estación de compresión
- una instalación de procesamiento del gas a la salida del almacenamiento: secado, expansión, procesamiento eventual del H_2S , separación de líquidos
- Instalaciones comunes, conteo del gas, cuarto de control, etc.

4.5.1 Yacimientos Agotados (Descripción de las instalaciones)

4.5.1.1 Datos básicos.

Para poder dimensionar las instalaciones de superficie, se harán en base a los siguientes datos:

- volumen útil: 1 Gm^3 (n), 37 BPC
- inyección en 5 meses, o sea un caudal de inyección promedio de 7 Mm^3 (n)/día
- extracción en 3 meses, ó sea un caudal de extracción promedio de 11 Mm^3 (n)/día
- el número de pozos: 40 a 50
- la presión máxima de inyección en el cabezal del pozo:
 - caso 1 = 200 bar (abs)
 - caso 2 = 300 bar (abs)
- presión de la red variable entre 60 y 80 bar (abs)
- densidad del gas en relación al aire: 0.6
- el gas extraído de los pozos contiene pocos condensados
- la posibilidad de recomprimir el gas a la extracción para inyectarlo en la red se considera como una variante en el estudio.

4.5.1.2 Instalaciones de Hemudo.

Estas instalaciones se presentan en el esquema de principio 4-8 y comprende:

- Una conexión en el gasoducto de alimentación.
- Una batería de filtros a gas que permiten separar las partículas sólidas y líquidas del gas a inyectar.
- Un dispositivo de conteo del gas inyectado equipado de contadores a turbina (o de diafragma) con calculador.
- Una estación de compresión compuesta de varios compresores instalados en paralelo. Los compresores son del tipo alternativos accionados por motores a gas, pueden ser de tipo integrado o a motor separado. Pueden instalarse aero-

refrigerantes para enfriar el gas después de la compresión así como los fluidos auxiliares (agua, aceite) del motor y del compresor, debe instalarse también una unidad de preparación de gas carburante.

- Un manifold de salida de estación que permita recolectar el gas comprimido por las diversas etapas de compresión y distribuirlo hacia las interconexiones que van a los pozos,
- Las interconexiones que van a los pozos: una interconexión abastecerá un promedio de 10 pozos .
- El manifold en el sitio ubicado al extremo de cada interconexiones de alimentación que permite distribuir el gas a cada uno de los pozos.
- La línea de recolección de cada pozo
- La conexión al pozo propiamente dicha que comprende: un separador (S1), un contador (M), un juego de válvulas.

Estas instalaciones "Procedimientos" se estudian de acuerdo a las normas y códigos norteamericanos (ANSI B31-3, B31-8, API, ASME, etc.)

Los dos casos de presión de inyección de 200 y 300 bar llevan a las siguientes características para la estación de compresión:

Caso n°	1	2
Presión abs (bar)	200	300
Potencia teórica (kW)	12 500	19 500
Potencia unitaria (kW)	4 200	6 500
Número de compresores	3 + 1	3 + 1
Potencia instalada (kW)	16 800	26 000

Los compresores se pueden suministrar en paquetes cerrados para instalación al aire libre o en paquetes abiertos a instalar en un local de compresión. En el caso de compresores a motor integrado se recomienda la instalación en local cerrado.

El conjunto de las operaciones de inyección se dirige y controla a partir de una sala de control remoto.

4.5.1.3 Instalaciones de extracción

Estas instalaciones se presentan en el esquema de principio 4-8. Comprenden a partir de los pozos:

- A nivel de cada pozo:
 - Un estrangulador (CH) que permite una primera expansión del gas a su salida del pozo
 - Un separador (S1) que permite la separación del gas y de los líquidos
 - Un contador de gas (M)
 - Una bomba (P) de recuperación de líquidos
 - Un manifold de recombinación del gas, del líquido y de conexión a la recolección del pozo
 - Un manifold de agrupamiento de las 10 recolecciones provenientes de los 10 pozos y que abastecen la canalización principal hacia la estación central de compresión y tratamiento.
 - Las canalizaciones principales hacia la estación
 - El manifold de entrada a la estación,
nota: las conexiones procedentes son comunes a las instalaciones de inyección y de extracción.
- Dos unidades de tratamiento que comprenden cada una:
- Un recalentamiento del gas por un circuito de agua glicolada caliente antes de la expansión del gas y que evita la formación de hidratos durante este procedimiento.
 - Una expansión del gas a aproximadamente 90 bar en una válvula de expansión.
 - Eventualmente una unidad de desulfurización, en vía húmeda, si el gas extraído contiene hidrógeno sulfurado. Si el contenido de H_2S es muy bajo, se instalará una desulfurización con adsorbentes sólidos después de la unidad de deshidratación del gas.
 - Una unidad de deshidratación de gas con glicol (TEG) que comprende una columna de absorción y una unidad de regeneración del glicol.
 - Una válvula de regulación de presión (CV) que permite mantener buenas condiciones de tratamiento del gas cualquiera que sea la presión de la red aguas abajo.
 - Finalmente, el gas va hacia el manifold de salida de la estación para su conteo (dispositivo común a las instalaciones de inyección) y luego se le envía al gasoducto de conexión a la red.

La recuperación de los líquidos del separador (S2) de cada tren se efectúa en uno horizontal (S3) que funciona a baja presión. Permite la separación de las aguas para un posterior tratamiento antes de su expulsión, la recolección del condensado hacia un

almacenamiento (RES) y una desgasificación final del condensado, el gas obtenido puede utilizarse como combustible para las calderas o ser mandado a la antorcha.

Sin embargo, cabe señalar que si el gas extraído contiene H₂S, los condensados recuperados también se someterán a un tratamiento de desulfurización.

Al igual que las instalaciones de inyección, las instalaciones "Procedimiento" de extracción se estudiarán de acuerdo a las normas y códigos norteamericanos (ANSI, API, ASME, ASTM, etc.)

Las instalaciones de extracción antes descritas solo funcionan hasta la presión de la red. Si se desea utilizar al máximo el gas almacenado y/o aumentar los caudales de extracción se podrían operarse los pozos hasta 20 ó 30 bar, luego utilizar la estación de compresión para recomprimir el gas hasta la presión de la red. Esta variante, presenta ciertas dificultades especialmente a nivel de las máquinas de compresión que deberán funcionar con gas húmedo durante la extracción.

A este nivel del estudio se limita la consideración de la compresión durante la extracción mediante máquinas instaladas para la fase de inyección. De esto resulta que la recompresión entre 25 y 75 bar conduce a limitar el caudal de extracción a los siguientes valores debido a la saturación de la potencia disponible:

Caso n°	1	2
Presión de inyección (bar)	200	300
Caudal de extracción normal (1 Mm ³ (n)/día)	11	11
Caudal de extracción en recompresión (1 Mm ³ (n)/día)	5.6	3.7

Se recomienda estudiar y optimizar la instalación recomprimiendo el gas durante la extracción. Esta variante permite una buena utilización del gas almacenado y una valorización complementaria del almacenamiento (disminución del gas colchón) puesto que permitirá operar el almacenamiento hasta una presión máxima muy baja (20 ó 30 bares).

4.5.1.4 Instalaciones comunes.

El conjunto de las instalaciones "Procedimiento" de inyección y de extracción antes descritas se completa y abastece con las siguientes instalaciones comunes.

Servicios:

- Producción de aire comprimido (aire instrumento)
- Distribución de energía eléctrica
- Producción de energía: respaldo

- Producción de agua caliente glicolada
- Tratamiento de gas carburante
- Instalación de inyección de metanol
- Almacenamientos de agua, condensados, aceites, glicol, metanol

Seguridad:

- Protección contra-incendio: red de agua contra incendio, extintores de polvo.
- Detección de gas
- Antorcha / venteo

Locales

- Local de control con sala de control / mando y oficinas administrativas y de operación
- Local del taller / almacén
- Locales auxiliares (sala de electricidad, laboratorio, etc.)

Anexos

- Barrena periférica de la estación
- Red de drenaje
- Estación de tratamiento de agua.

4.5.2 Cavitades Salinas (descripción de las instalaciones)

4.5.2.1 Datos básicos

Las instalaciones se dimensionan en base a los datos siguientes:

- Volumen útil: 300 Mm³ (n), 10.6 BPC
- Inyección en 2 meses, o sea un caudal de inyección promedio de 5 Mm³ (n)/ día
- Extracción en 15 días, o sea un caudal de extracción promedio de 20 Mm³ (n)/ día
- El número de cavidades: 10
- La presión máxima de llenado (inyección) en el cabezal del pozo: 180 bar (abs)
- Presión mínima de llenado en la cavidad: 60 bar (abs)
- Presión de entrada a la red variables entre 60 y 80 bar (abs)
- Densidad del gas en relación al aire: 0.6

4.5.2.2 Instalaciones de llenado

Estas instalaciones se presentan en el esquema de principio 4-9, que comprenden:

- Una conexión en el gasoducto de alimentación.
- Una batería de filtros a gas que permiten separar las partículas sólidas y líquidas del gas a inyectar
- Un dispositivo de medición del gas inyectado equipado de contadores a turbina (o de diafragma) con calculador.
- Una estación de compresión compuesta de varios compresores instalados en paralelo. Los compresores son compresores alternativos accionados por motores a gas, pueden ser de tipo integrado o a motor separado. Se han previsto aero-refrigerantes. Pueden instalarse aero-refrigerantes para enfriar el gas después de la compresión así como los fluidos auxiliares (agua, aceite) del motor y del compresor, debe instalarse también una unidad de preparación de gas carburante.
- Un manifold de salida de estación que permita recolectar el gas comprimido por las diversas etapas de compresión y distribuirlo hacia las interconexiones que van a las cavidades.
- Las interconexiones que van a las cavidades: una interconexión abastecerá una cavidad.
- El manifold ubicado en cada canalización a su salida de la estación y que comprende: un separador, una válvula de regulación, un compresor y un juego de válvulas.

Estas instalaciones "Procedimientos" se estudian de acuerdo a las normas y códigos norteamericanos (ANSI B31-3, B31-8, API, ASME, etc.)

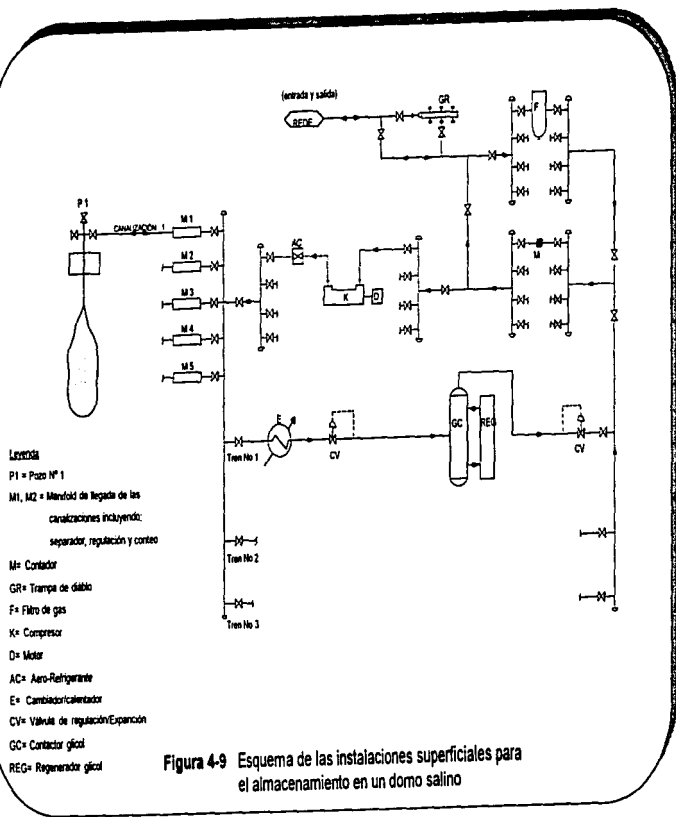


Figura 4-9 Esquema de las instalaciones superficiales para el almacenamiento en un domo salino

La compresión del gas, de 70 a 180 bar, supone una potencia de compresión de 7860 kW. Se recomienda instalar 3 + 1 grupos de compresión de 2620 kW cada uno, o sea una potencia instalada de 10 500 kW.

Los compresores se podrán suministrar en paquetes cerrados para instalación "a la intemperie" o en paquetes abiertos a instalar en un local de compresión. En el caso de compresores a motor integrado se recomienda la instalación en local cerrado.

El conjunto de las operaciones de inyección será dirigido y controlado a partir de una sala de control centralizado a distancia.

4.5.2.3 Instalaciones de extracción

Estas instalaciones se presentan en el esquema de principio 4-9 comprenden a partir de los pozos:

- Una línea de recolección que viene de cada pozo
- En la llegada a la estación, un manifold que comprende para cada línea de recolección:
 - Un separador que permite la separación del gas y de los líquidos.
 - Un contador de gas
 - Una válvula de regulación

Nota: las conexiones precedentes son comunes a las instalaciones de inyección y de extracción.

- Tres unidades de tratamiento que comprende cada una:
 - Un recalentamiento del gas por un circuito de agua glicolada caliente antes de la expansión del gas y para evitar la formación de hidratos durante este procedimiento
 - Una expansión del gas a aproximadamente 90 bar en una válvula de expansión
 - Una unidad de deshidratación de gas con glicol (TEG) que comprende una columna de absorción y una unidad de regeneración del glicol
 - Una válvula de regulación de presión (CV) que permite mantener buenas condiciones de tratamiento del gas, cualquiera que sea la presión de la red aguas abajo.
- Finalmente el gas va hacia el manifold de salida de estación para su medida (dispositivo común a las instalaciones de inyección) y luego se le envía al gasoducto de conexión a la red.

4.5.2.4 Instalaciones comunes

El conjunto de las instalaciones "Procedimiento" de inyección y de extracción antes descritas se completa y abastece con las siguientes instalaciones comunes:

Servicios:

- Producción de aire comprimido (aire instrumento)
- Distribución de energía eléctrica
- Producción de energía: respaldo
- Producción de agua caliente glicolada
- Tratamiento de gas carburante
- Instalación de inyección de metanol
- Almacenamiento de agua, condensados, aceites, glicol, metanol

Seguridad:

- Protección contra incendio: red de agua contra incendio, extintores de polvo.
- Detección de gas
- Antorcha / venteo

Locales:

- Local de control con sala de control / mando y oficinas administrativas y de operación
- Local del taller / almacén
- Locales auxiliares (sala de electricidad, laboratorio, etc.)

4. Anexos

- Barrera periférica de la estación
- Red de drenaje
- Estación de tratamiento de agua.

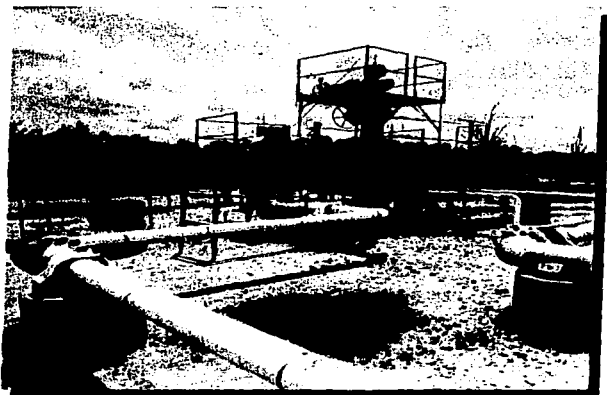


Figura 4-10 Cabezal para el almacenamiento de gas natural



Figura 4-11 Compresor típico para la inyección del gas

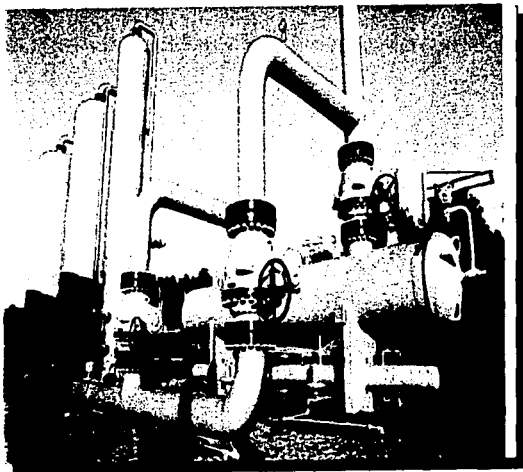


Figura 4-12 Filtros horizontales y deshidratadores para el almacenamiento de gas natural

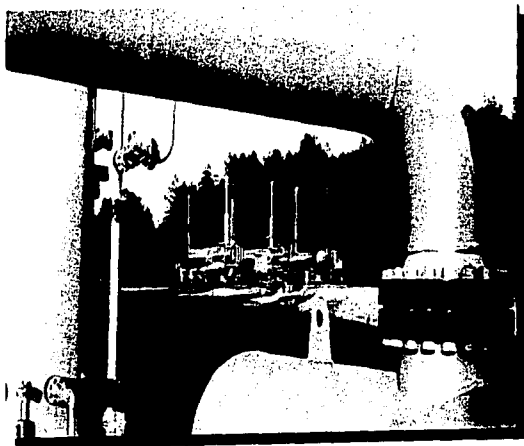


Figura 4-13 Tuberías de las instalaciones superficiales para el almacenamiento de gas natural

CAPITULO V

Operaciones en los Campos de Almacenamiento

Las operaciones de los almacenamientos subterráneos se vuelven responsabilidad del grupo de operaciones local, así también como de las centrales comisionadas para la distribución una vez que las instalaciones de almacenamiento están preparadas para suministrar el producto al mercado.

El personal local, bajo la dirección de un superintendente, esta integrado por: ingenieros de campo, geólogos y técnicos. Estas personas están encargadas de las operaciones diarias, así también como de las operaciones estacionales y el mantenimiento periódico tanto en los pozos, como en las instalaciones superficiales. Su trabajo consiste básicamente en recopilar datos de muestreo y el mantenimiento de los pozos, árbol de válvulas, sistemas de conexiones, disposición de aguas, medidores (eléctricos, de flujo, reguladores de presión, de temperatura, etc.), deshidratadores, compresores, inyección de metanol y otras instalaciones. El grupo de trabajo local debe mantenerse en comunicación con ingenieros de yacimiento (controladores del gas y despachadores). Esta gente participa, en gran medida, en la planeación y desarrollo, en la adquisición de áreas de protección circunvecinas, en la redistribución de pozos, en la adquisición de equipo nuevo e incluso en la perforación de nuevos pozos. Otra responsabilidad importante de este grupo de personas es la elaboración de pruebas rutinarias del comportamiento de la presión en el pozo o alguna prueba especial necesaria.

En comparación con las funciones y responsabilidades de las oficinas locales encargadas de la planeación, del sistema de computo, metodología, del análisis para mejoras continuas así como de la interfase para contactar, por un lado el campo y por otro los requerimientos de demandas, reportes del estado actual de las instalaciones y sugerencias para la planeación de ciclos de inyección y extracción. Este trabajo se desarrolla mediante monitoreos, pruebas y la evaluación continua para el desempeño óptimo del almacenamiento.

5.1 Evaluación para el desempeño óptimo del yacimiento.

Existen tres requerimientos básicos reconocidos para el desempeño de yacimientos subterráneos de almacenamiento, los cuales son:

1. Verificación del inventario.
2. Protección contra migración.
3. Garantía en el inventario de entrega.

Estos tres atributos de almacenamiento, Inventario - Migración - Entrega, se relacionan como lo muestra la figura 5-1.

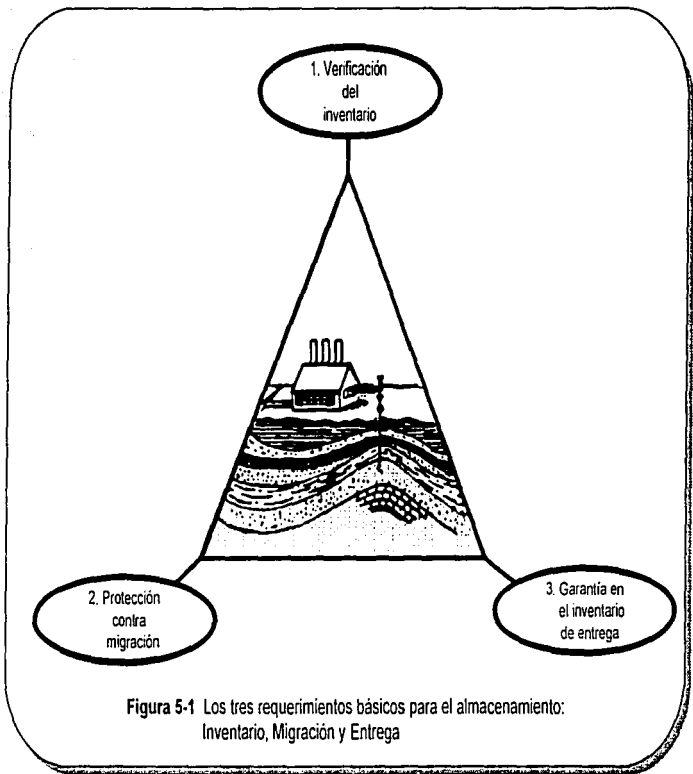


Figura 5-1 Los tres requerimientos básicos para el almacenamiento:
Inventario, Migración y Entrega

5.1.1 Inventario en el Almacenamiento de Gas.

La verificación de inventarios es, probablemente, el atributo más importante en cuanto a yacimientos de almacenamiento se refiere.

En el área de inventarios, la distribución particular del espacio y la localización del yacimiento de almacenamiento son de interés especial, ya sea que el yacimiento de almacenamiento sea un depresionado de gas o aceite, una pequeña cuenca, o un gran acuífero, o que el medio ambiente esté herméticamente protegido o contenga una saturación de agua al 100%. La fase de distribución en la matriz porosa del sistema de almacenamiento afecta la movilidad y la recuperabilidad del gas almacenado. El gas total almacenado puede dividirse en dos componentes básicos:

1. Gas de trabajo o de producción
2. Gas base ó gas colchón

La tabla V-1 muestra atributos para el desempeño óptimo relacionados con la capacidad, parámetros de operación y eficiencia.

5.1.2 Recuperabilidad del Inventario

En la práctica, es costumbre diferenciar el gas dentro y fuera en cada estación del año para poder definir los ciclos de proceso.

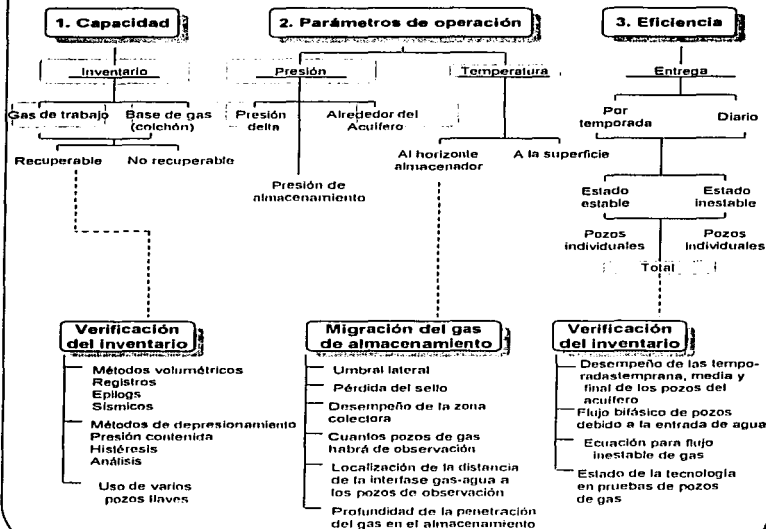
El gas de trabajo que puede ser producido, varía de estación a estación, con la demanda impuesta sobre el almacenamiento debida al clima. La máxima cantidad de gas de trabajo que puede ser producida es designada como *capacidad máxima de gas de trabajo*. El gas base, que por virtud de su presencia en el yacimiento, provee del nivel de presión necesario para la extracción del gas de trabajo, a veces puede observarse como si se tuvieran dos componentes :

1. Base recuperable
2. Base irrecuperable

El grado de recuperabilidad del gas base esta, por una parte, en función del equipo superficial, compresión, regulación de presión, etc., y por otra, depende de las propiedades de la matriz porosa del yacimiento.

La recuperabilidad económica del gas colchón ha sido sujeta a múltiples investigaciones en cuanto a la saturación de gas, y han concluido que mientras se tengan rangos razonables de saturación de gas residual en areniscas y calizas consolidadas, no puede encontrarse relación entre la recuperabilidad y las propiedades medibles del espacio poroso. Es decir, no existe un método uniforme para poder determinar el volumen de gas irrecuperable.

Tabla V-1.
Desempeño de atributos relacionados con la capacidad, parámetros de operación y eficiencia.



Actualmente, para una planeación adecuada, es necesario contar con cierta certidumbre para poder conocer el gas que es capaz de recuperarse. Cuando el clima sea extremo y si la tubería del suministro de gas para almacenamiento así lo requieran, el yacimiento debe ser sujeto a las demandas del gas de trabajo cerca de sus límites físicos. Los datos obtenidos durante estas operaciones extremas son necesarias para una extrapolación en la capacidad máxima de gas de trabajo.

Los yacimientos que admiten una revisión constante en su capacidad de gasto de trabajo por el análisis de los datos de campo obtenidos durante exámenes en condiciones reales de atraso por temporadas pico, permiten una extrapolación significativa de todos los pozos en condiciones de llenado antes del cambio para la temporada de inyección. La metodología para dicha evaluación esta dirigida primeramente, hacia el análisis de los datos de campo. Después de todo, si sabemos por teoría de fluidos y por exámenes actuales de campo, como es que los pozos operarán, el total asumido de las operaciones de todos los pozos debe darnos una gran información acerca de la capacidad de entrega del campo.

Conforme los yacimientos acuíferos de almacenamiento maduran y aproximan su tamaño y su operación esperada, bajo condiciones cercanas al estado constante se vuelven interesantes, ya que durante las primeras fases de crecimiento, el desarrollo de una burbuja cohesiva de gas desplaza agua de entre los extremos saturados del espacio poroso disminuyendo el tamaño de almacenamiento y como resultado del gas inyectado se produce un aumento en la cantidad de gas que puede ser extraído durante una temporada determinada. El gas producido durante el invierno, comúnmente referido al gas de trabajo, es una fracción definida de inventario máximo antes de la extracción.

La función anterior que fue desarrollada en acuíferos, indica que durante cualquier temporada particular, su habilidad de producir una fracción de su inventario máximo está acrecentándose constantemente conforme el tamaño del yacimiento crece. La razón física para esto es el continuo incremento de la permeabilidad de gas, más continuidad de vías de flujo disponibles para gas en la matriz drenada y un gradual agrandamiento del grosor del yacimiento disponible para el flujo a través de la porosidad media.

Durante cada año, conforme el flujo es regresado de la inyección a la producción, cierto gas se digitaliza en rocas saturadas de agua, queda atrapado y se vuelve inmóvil. Este fenómeno ocurre menos frecuentemente mientras la burbuja de gas se hace más grande, seca, más cohesiva y más homogénea. Por otra parte, una cantidad de gas penetra regiones de muy baja permeabilidad durante la larga temporada de inyección y alcanza áreas desde donde se hace imposible para el mismo regresar durante la relativamente corta temporada de producción.

En suma, una parte del gas tiende a ser absorbido en superficies sólidas mientras otra parte se disuelve en la salmuera presente, o se mueve y difunde a través de las fisuras, fallas, etc. Hay gas que penetra y se vuelve inmóvil en el volumen total del poro, otra parte puede moverse al ambiente de arcilla de donde no puede regresar.

También es bien sabido que parte del inventario inyectado emigra de la burbuja principal de gas a grandes distancias bajo la estructura, este gas ocasionalmente se separa físicamente de la burbuja principal de gas y eventualmente se mueve en áreas bajas donde, en virtud de su presión delta inherente, crece su tamaño.

El total asumido de estos variados y complejos procesos causa una gran fracción del inventario total para ser presentado en el yacimiento, pero no es fácilmente recuperable. El gas presente en el yacimiento, que por su presencia hace al gas de trabajo recuperable, es usualmente referido como gas base ó gas colchón. En yacimientos altamente permeables, secos y con gas colchón naturalmente localizado o nativo, la mayoría del gas base es recuperable. En comparación, en yacimientos de almacenamiento de agua, el gas base puede ser entre un 10% y 30% recuperable. En yacimientos de almacenamiento heterogéneos puede ser recuperado sólo de un 10% a 20%. En un almacenamiento acuífero con matrices altamente permeables, puede ser recuperable en un 30% a 50%. En reservas carboníferas y de piedra caliza es un poco menos recuperable.

Durante cada año de crecimiento de yacimientos, la inyección neta debe no sólo rellenar la producción de años previos (gas de trabajo removido), sino debe también proveer para el crecimiento planeado de gas de trabajo y gas base. Los problemas relacionados a la distribución de fase en el espacio poroso también dependen críticamente del de agua congénita (original en el yacimiento), la geometría estructural y la heterogeneidad.

Conforme los yacimientos de almacenamiento se vuelven maduros y alcanzan un estado constante, el gas producido cada año debe ser rellenado durante la temporada de inyección. En la práctica esto se lleva a cabo balanceando las libras por días en y fuera del yacimiento. Bajo estas condiciones es sabido que un crecimiento-cero de los resultados de inventario, es resultado de alguna despresurización en la dona de presión delta desarrollada en la proximidad de la burbuja de almacenamiento. Esta despresurización causa que se expandan ambos, gas de trabajo y gas de base. Cuando se expanden, invaden volumen de poro adicional donde una parte de gas de trabajo se transfiere a un estatus irrecuperable. De primera vista, esto parece causar un decline en la capacidad proporcional de gas de trabajo. De cualquier forma, es también posible que una parte de gas base previamente improductivo puede estar expandiéndose para conectarse a lo largo de una vía guiando al diámetro del interior del pozo, esto transferirá algo de gas base de vuelta al estatus de trabajo.

Comprender este fenómeno, por experimentos de laboratorio e interpretación de datos de campo, para determinar cambios similares en la capacidad proporcional de gas de trabajo, son entre otras, áreas de la investigación en marcha.

Algunas veces el inventario de almacenaje es inevitablemente contraído debido a la inhabilidad de rellenar lo retirado la temporada previa. Cuando eso sucede, el efecto neto en la capacidad proporcional de gas de trabajo debida al crecimiento restringido se ve afectada.

5.2 Verificación del Inventario

La verificación del inventario de almacenamiento, ha sido una área de continuo interés, probablemente durante toda la vida del almacenamiento subterráneo.

El problema con la verificación de inventarios en almacenamientos, es análogo al problema para estimar las reservas de producción. Para esto se deben aproximar simultánea e independientemente por los métodos volumétricos y de depresionados. Cuando estos se han conciliado las cantidades de almacenamiento pueden ser estimadas con confianza.

Se han desarrollado nuevos métodos, herramientas y hasta inspeccionadores de almacenamiento de inventario, estos incluyen registros (logs y epilogs) y las recientes técnicas de pruebas sísmicas dentro del pozo. En el área de los métodos de depresionados, se ha estudiado la pérdida de presión por histéresis a través de la apropiada integración volumétrica de datos y el uso de técnicas de computo para procesamiento de datos, el uso de más de una válvula instalada en los pozos para medir presión y para realizar promedios de presión volumétrica en el pozo. Este trabajo aplicado a yacimientos de gas seco, tiene el potencial de ser aplicado a yacimientos con cantidades significativas de agua, incluyendo acuíferos almacenadores.

5.2.1 Migración en Almacenamientos

La probabilidad de migración del gas almacenado, es de interés primordial en todos los almacenamientos subterráneos. En el pasado, se estudio con gran atención la migración vertical a través de la roca impermeable de anhídrita (cap rock). El trabajo realizado para el límite máximo de presión en almacenamiento entrega los estándares para dicha migración.

Lo que no se realizo en el trabajo anterior, fue poner la misma atención a las condiciones que conducían a las migraciones horizontales, tales como la "Cima de la trampa estratigráfica" y la posible pérdida de sello en los montajes. Algunos otros problemas de interés para la ingeniería de almacenamiento suelen ser la naturaleza de la profundidad de penetración del gas y el comportamiento hidráulico del desplazamiento en la zona colectora. De interés particular es el desarrollo de los procedimientos para calcular la localización de interfaces gas/agua en yacimientos y la observación de la presión, así como de los niveles de agua en el pozo!. Los resultados en los casos actuales desarrollados por el método de triangulación, consisten en observar por diferentes puntos al pozo y han ido tan lejos que parece que los problemas clásicos de fugas se encaminan a ser resueltos con éxito.

La metodología para la referencia anterior 1, envuelve un análisis matemático de datos del campo modelo para implantación en computadoras y una evaluación de los procedimientos hacia los datos del campo.

Un panorama de operaciones y tópicos en migración/retención se muestra en la figura 5-2, algunos de estos relacionados al estudio de la migración mecánica del gas a través de los límites del yacimiento. Otros son directamente enfocados para localizar la edad de almacenamiento de gas a través de la observación de los datos del pozo. La mitad superior de la figura se refiere al diagnóstico de migración de gas y la parte inferior de la figura, se refiere a aspectos diferentes de reciclaje como remedio para el pronóstico en las mediciones. El trabajo de Udegbanam sugiere la observación de datos del pozo por diferentes lugares lo cual puede ser de ayuda para localizar fugas.

Igualmente importante y significativo, como es el monitoreo, son los métodos relacionados a la ingeniería económica de retención en áreas de protección circundantes utilizadas para el reciclaje. El reciclaje de almacenamiento de gas es practicado en áreas donde se canaliza o se direcciona la permeabilidad, donde el gas tiende a emigrar en una dirección específica. Bajo estas circunstancias, el propósito del reciclaje es retener el inventario contra la tendencia a la migración.

Algunas veces, en las operaciones de almacenamiento subterráneo, el clima adverso es motivo para mantener el inventario en condiciones sobrepresionadas, por ejemplo, en inviernos crudos. Con un rango considerablemente alto en los gradientes de presión, ciertas áreas tienen que ser sujetas a reciclaje para retener el gas contra fugas. Los requerimientos en ingeniería y las restricciones económicas proporcionan opciones y alternativas para saber donde y cuanto reciclar.

El inventario se relaciona con la capacidad y el contenido de equilibrio termodinámico. Los problemas de migración, así como prospectos para contención, se relacionan con la presión y la temperatura mientras prevalezcan en el yacimiento. Estos son parámetros de operación de otra manera referidos a *condiciones termodinámicas*. Por analogía, uno puede percibir el concepto de entrega como una medida de la eficiencia del yacimiento, relacionando directamente el último intento de almacenamiento subterráneo y los ciclos de entrega del gas.

La diaria y temporal entrega de ambos; pozos de almacenamiento secos y saturados operando en estado constante o inconstante son de interés para la óptima operación de campos de almacenamiento.

5.2.2 La entrega relacionada con el inventario y la migración

En perspectiva general, la tríada de atributos de operación de almacenamiento están cada uno relacionados de dos en dos. El "inventario" es básicamente una cantidad termodinámica y está relacionada con la cantidad de gas en almacenamiento. Su verificación se aproxima por dos conceptos independientes: *el volúmetrico y la depresión*. La *migración*, en contraste, es un concepto dinámico de fluidos. Su contenido y su monitoreo pueden ser descritos como ritmos de procesos estimados y de manera similar, la *entrega* es una cantidad estimada, de donde el gas puede ser removido del

almacenamiento o reinyectado al mismo. Se relaciona con el estado constante o inconstante del flujo de gas a través de la porosidad media. El inventario es como el dinero en un banco, mientras la entrega es comparable con el flujo de efectivo en depósitos y retiros, la migración es similar a la ganancia inmerecida o al impuesto sobre la renta que causa pérdidas en el inventario.

Regresando al yacimiento de almacenamiento, la entrega de los pozos está relacionada al inventario porque es una función del nivel de presión en el yacimiento. Inversamente, la migración está relacionada con la entrega y viceversa. Como ya es sabido, la proporción excesiva de inyección o el gradiente de alta presión en el comportamiento de la burbuja de gas causará una migración de digitación para desarrollar y dirigir el gas a través del umbral más allá del horizonte de almacenamiento anhelado, además la migración está relacionada con el inventario porque toma un inventario supuesto no medido.

En almacenamiento, la habilidad para entrega del gas contratado al mercado es máxima en el cambio de la inyección a la extracción. Tempranamente, en la temporada de producción, la producción de los yacimientos de almacenamiento usualmente excede la demanda impuesta sobre ella por la expedición de gas. En contraste, en el invierno, cuando los inventarios son bajos, ocurren las cargas máximas de demanda. Existen procedimientos y estrategias para encontrar esta desafortunada combinación descrita anteriormente, en las que se encuentran: uso de instalaciones y recursos suplementarios para el abastecimiento final, la alta densidad del pozo, espacios cerrados, áreas perforadas dentro del campo dedicadas especialmente para las demandas pico, el empaquetamiento en las líneas y el cambio (swaps) de gas.

Desde un punto de vista estrictamente operacional el mejor entendimiento de los problemas, relacionados a la entrega, deben ser dirigidos para mejorar los diseños y la selección del equipo, al igual que procedimientos mejorados para solucionar el reto de los "días pico".

5.2.3 Aspectos de entrega con necesidad de investigación

El estudio de la entrega comprende la revisión de los conceptos fundamentales de flujo de gas natural a través de la porosidad media. Las principales áreas de conceptos fundamentales que afectan la entrega de gas, así como la relación que existe entre uno con otro, se muestran en la figura 5-3.

Concentrándose en los conceptos fundamentales están las fenomenológicas relaciones envueltas en los regímenes de fluidos de Darcy y no-Darcy. Mientras ningún conocimiento nuevo sea desarrollado en el área de los conceptos fundamentales, es importante el claro entendimiento de los variados requerimientos y de una documentación de su efecto práctico en la entrega de pozos de gas.

Conceptos fundamentales para flujo de gas a través de medios porosos

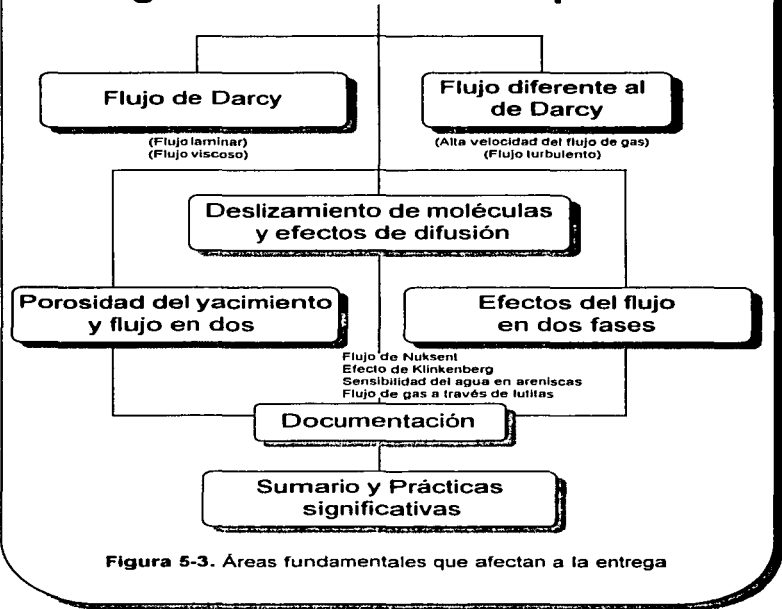


Figura 5-3. Áreas fundamentales que afectan a la entrega

En suma los conceptos sobre fluido de Knutsen, el efecto Klinkenberg, la sensibilidad dual del agua e información disponible actualizada sobre fluidos de gas a través de arcillas necesita ser revisado, investigado y documentado.

Estudiando los problemas de entrega, una área que no parece haber tenido suficiente atención es el flujo de gas en yacimientos de porosidad dual. Ya sea que la porosidad dual sea atribuida a las fracturas incipientes o a matrices en piedras calizas u otras rocas carbonatadas y propagación de efectos del estado inconstante en ambientes heterogéneos, es de interés continuo para el ingeniero de almacenamiento quien debe continuar el estudio para encontrarse con el inconstante y la siempre demanda variable de expedición.

En yacimientos de almacenamiento subterráneo sujeto al empuje de agua, los problemas de entrega relacionados al flujo de doble fase son frecuentemente encontradas al fin de la temporada de extracción. Con la excesiva intrusión de agua, los pozos ocasionalmente desaguan y descargan. Con el presente conocimiento y entendimiento de flujo en dos fases, las implicaciones prácticas para la entrega de almacenamiento deben estar entendidas, descritas y documentadas.

La figura 5-4 muestra métodos y procedimientos relacionados con la entrega en ambas operaciones: inyección y extracción. El gasto de entrega del drenado de pozos de una matriz porosa y permeable, es un proceso inconstante y no lineal para el que una solución analítica general no está disponible.

Nuestro presente conocimiento de operaciones de pozos de gas envuelve el concepto del *potencial real de gas*, o pseudo-presión, que provee una efectiva transformación para reducir la no-linealidad debido a la dependencia de la presión por la compresión, el factor de compresión y la viscosidad natural del gas. Los métodos y procedimientos para los efectos del estado inconstante no son tan bien entendidos o utilizados rutinariamente por los ingenieros de almacenamientos como las aproximaciones del estado constante o pruebas de presión empíricas. Una vez que se reconoce que los problemas de almacenamiento subterráneo son básicamente inestables con variación de tiempo en las condiciones límites, particularmente en el modo de extracción, se vuelve importante para traducir la teoría de estado inestable del fluido de gas real a los procedimientos prácticos de campo que serán fáciles de seguir y entender.

De interés particular en almacenamientos de acuíferos, es el declive de la productividad que se produce mientras la temporada progresa. Conforme la saturación de agua en la matriz de drenado cambia de semi seco (para la extracción) a un influjo máximo de agua al final de la temporada de producción, la operación de algunos pozos se ve variablemente afectada.

La operación de estos pozos algunas veces requiere atención especial para la entrega máxima. La entrega de varios pozos vista colectivamente debe ser investigada en ambos procesos inyección y ciclos de extracción. El tiempo empleado para integrar lo que se

llama operación de "gas de trabajo" es importante no sólo por los compromisos en los días pico, sino también para el presupuesto de temporada de gas cíclico y requerimientos multitemporales.

Como se representa en la figura 5-4, las líneas del fondo en la extracción y en su imagen de espejo, y modo de inyección, son estrategias que resultarán del entendimiento de las características de entrega de campo. Estas estrategias propuestas por las experiencias en la operación de ciertos campos, son: control de pozo individual, área de control, inyección selectiva, patrón de inyección optimizada, extracción secuencial, patrones de espacio especiales para pozos y en áreas perforadas dentro del campo.

5.2.4 El efecto de las instalaciones superficiales en la entrega del almacenamiento

En las operaciones de almacenamiento subterráneo, una área que merece interés y atención, es el vínculo entre la capacidad subterránea y las instalaciones superficiales.

Conforme el fluido de gas tiene lugar entre el ambiente de almacenamiento y el pozo, antes de que pase a través del medidor residencial o comercial, el desarrollo de varios sistemas diseñados y operados por los ingenieros del almacenamiento que interactúan uno con otro, en la secuencia consecutiva siguiente:

1. Pozos
2. Sistema de recuperación de salmuera (con o sin separación de salmuera, disposición de agua, calentadores individuales)
3. Separadores de campo, malla para separación de sólidos.
4. Deshidratadores
5. Regulación de presión
6. Compresión
7. Medición
8. Tubería para mercado.
9. Distribución - regulación de presión baja y media.
10. Medidores de consumidores.

La sucesión de varios elementos enlistados arriba no son, necesariamente, siempre en serie; arreglos paralelos, regionales, y provisionales frecuentemente complican el cuadro. El entendimiento ingenieril del desempeño físico de cada unidad de operación está bien establecida en teoría y práctica. Sin embargo, frecuentemente la capacidad de superficie se rezaga tras la entrega del yacimiento.

Una operación ideal, es el diseño optimizado con una protección adecuada contra el mal funcionamiento de componentes, esto requiere un análisis del sistema como un todo para el propósito de entrega. El número de pozos para ser encendidos o apagados para ajustar las entregas de pozo individuales para cualquier cambio en la demanda de expedición de control de gas, necesita una decisión tomando como base la

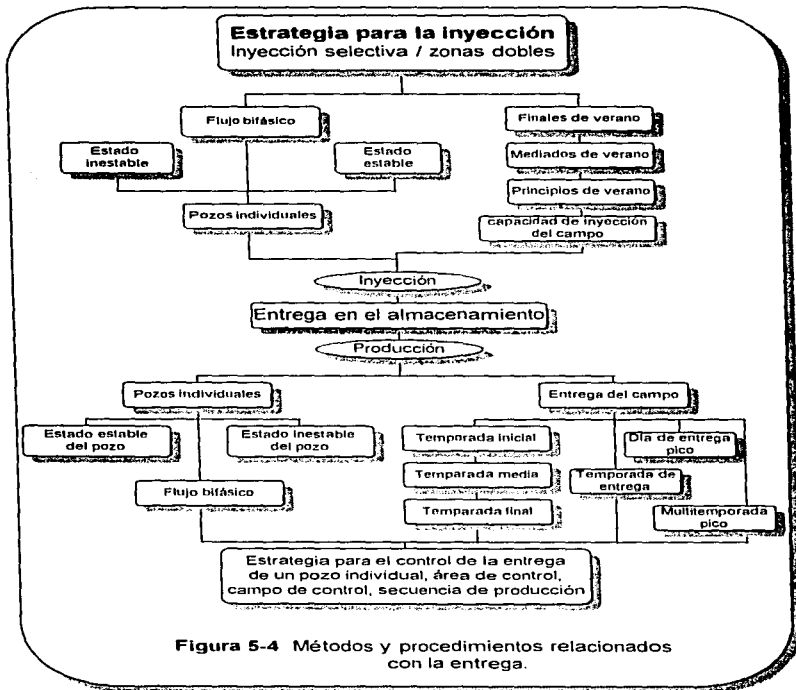


Figura 5-4 Métodos y procedimientos relacionados con la entrega.

productividad del pozo así como las entregas del mismo. Combinando la productividad individual de los pozos con el diámetro del pozo a la presión del cabezal, envuelve un gran número de ecuaciones algebraicas no lineales con muchas incógnitas. La aplicación de técnicas numéricas por medio del uso de programas de computadoras se aconsejan para obtener soluciones y análisis para una entrega óptima.

Otra área en donde hay capacidad pareja del diámetro del pozo con la demanda variable de gas es flujo comprimido y efectos del estado inestable en el equipo de superficie. Áreas de interés, para una investigación más a fondo, son los problemas y proyectos en el empaquetamiento de línea para anticipar la demanda y el control por computadora de tiempo-real de expedición de gas. Recientemente, nuevas contribuciones fueron hechas en cuanto a distribución de temperatura del agujero de pozo en ambas operaciones inyección y producción. En la extracción, como el gas se enfría del fondo del pozo hacia el cabezal, el flujo deseable a través del espacio anular de la tubería de revestimiento se puede obtener con equipo instalado (chokes) en el fondo del pozo controlado desde la superficie, para poder sustituir equipo superficial como quemadores, reguladores y deshidratadores. La materia recibió interés sustancial pero no suficiente atención, y la idea no ha sido suficientemente explorada para una evaluación definitiva.

5.2.5 Verificación de inventario utilizando la presión - contenido de histéresis

La verificación de inventarios es similar a estimar las reservas. Puede llevarse a cabo por cálculos volumétricos o por análisis de datos de depresión con la presión de producción. Los dos métodos proveen chequeos cruzados de uno a otro.

Los cálculos volumétricos envuelven estimaciones del volumen neto de poro ocupado por el gas almacenado, ya sea calculada o medida directamente la presión del yacimiento. Los estudios de presión están conducidos en general a los tiempos correspondiente al cambio para inyección y/o temporadas de extracción.

Si uno designa la presión igualada del yacimiento como p , y luego el número de moles presentes en la unidad de almacenamiento puede ser calculado de:

$$pV = znRT_R \quad (5-1)$$

donde:

p = presión, psfa. (kg/pic²)

z = factor de compresibilidad correspondiente.

V = Volumen neto de poro ocupado por gas almacenado.

n = Número de moles presentes en el horizonte de almacenamiento. (1 mole = 379 SP³C)

R = Constante de gas, 1,545 pie x lb_w, lb-moles x °R abs

T_R = Temperatura del yacimiento, "R abs.

Cuando los datos en presiones individuales están disponibles de varios pozos, la p , presión de equilibrio termodinámico refleja el inventario que puede ser calculado de la siguiente manera:

$$p = \frac{\sum_{i=1}^N p_i h_i A_i}{\sum_{i=1}^N h_i A_i} \quad (5-2)$$

p , es también llamada *presión volumétrica promedio* representando el inventario. En la ecuación 5-2, h denota el grosor neto de deformación y A representa el área de drenaje alrededor de cada pozo. El íntegro, i , representa cada pozo de los que hay datos disponibles. N es el total de pozos.

5.2.6 Uso de "Pozos clave", Indicador simple.

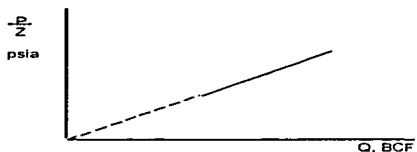
Frecuentemente, basado en experiencias prácticas pasadas, un pozo era designado como *pozo clave* o *pozo indicador* porque su lectura de superficie correlaciona con la presión promedio del yacimiento. Es conveniente, rastrear los datos de presión de inventario a través de sus lecturas p/z en condiciones estáticas:

$$\frac{p}{z} = \frac{RT}{V} \frac{10^6}{379} Q \quad (5-3)$$

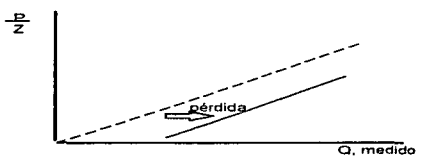
En la ecuación 5-3, Q es el inventario total presente en BPC, y V el volumen de poro actual en pies cúbicos.

Graficando p/z contra Q en el cuadrante de contenido de presión permite la verificación y revisión del inventario directamente trazando la misma trayectoria durante diferentes ciclos. Si la unidad de almacenamiento opera volumétricamente; ídem, V = constante, la trayectoria se vuelve una línea recta que pasa por el origen cuando hay extrapolación.

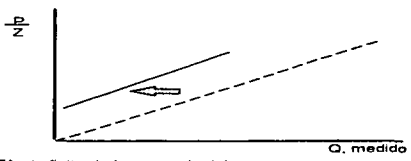
Las figura 5-5 a, b, y c representan los casos de no-pérdida, pérdida finita, o pérdida finita negativa en inventario. La pérdida finita negativa o, mejor dicho, ganancia en el inventario es a veces observado en varios yacimientos enfilados o zonas colectoras de sobrecarga cuando el gas de horizontes profundos se mueve a alguna formación de poca profundidad en cantidad finita. El trazo p/z contra $Q_{inicial}$ se mueve a la derecha



a. Curva de la presión contenida para un volumen constante del yacimiento



b. Efecto finito de la pérdida de gas



c. Efecto finito de la ganancia del gas

Figura 5-5. Gráficas de la presión contenida para un volumen constante de almacenamiento en un yacimiento

en el caso de pérdida y a la izquierda en caso de ganancia. Si el volumen del yacimiento no cambia, su pendiente permanece constante.

La figura 5-6 muestra la curva del contenido de presión para un yacimiento sin pérdida pero sujeta al volumen agrandado. Lo contrario es mostrado en la figura 5,7, un caso ilustrando de nuevo la no pérdida por efecto del volumen contraído en el yacimiento. La figura 5-8 muestra el efecto combinado de pérdida finita y volumen contraído en el yacimiento.

Aún en yacimientos de volumen "constante", el comportamiento del trazo p/z contra Q no sigue estrictamente una trayectoria en línea recta reversible. Traza una onda llamada onda histéresis como se muestra en la figura 5-9. Durante cada ciclo de inyección, el trazo p/z contra Q permanece por encima de la línea recta. Durante cada ciclo de extracción, el trazo permanece por debajo de la línea recta ideal. Hay varias razones para esto; la principal es que los estudios de la presión son en general insuficientes para permitir una medida de presiones en los yacimientos verdaderamente confiables.

Los datos de presión tomados después de un periodo de inyección tienden a manifestar el cono de presión desarrollado alrededor de los pozos de inyección antes de que se disipe en una condición de presión equilibrada. Lo contrario ocurre durante la temporada de extracción, mientras las presiones reflejan la extracción de gas almacenado se desarrollan zanjas profundas alrededor de los pozos. En general, cuando el campo es inyectado para el estudio de presión no hay tiempo suficiente para las presiones de estructurarse para el valor de equilibrio. Por lo tanto, constantemente muestran p/z para leer por debajo de la línea recta representando el equilibrio. Lo contrario sucede después de la inyección.

Hay otros efectos, algunos de los cuales se relacionan con el cambio en el volumen de poro debido al movimiento de agua dentro y fuera de la burbuja de gas. Otros son resultados de errores en el manejo de datos, tales como ignorar la necesidad del promedio volumétrico, utilizar únicamente datos de la superficie o, en algunos casos, descuidar el efecto del agua estancada en el fondo del pozo en el momento de calcular las presiones del fondo del agujero correspondientes a presiones medidas en la superficie.

5.2.7 Comportamiento de la presión contenida, observada en almacenamientos de acuíferos

El desempeño de la presión contenida en un acuífero se vuelve más complicado debido al movimiento del agua que toma lugar variable durante el ciclo de almacenamiento. En almacenamientos acuíferos, como la producción se resume cada invierno en respuesta al gas expelido, puede ser visto que algunas veces un movimiento ligero de agua tiene lugar hasta después. La porción próxima de la curva de extracción, por lo tanto, aparece

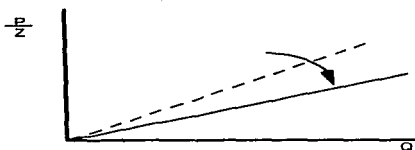


Figura 5-6. Curva de la presión contenida para un yacimiento sujeto a un incremento de volumen

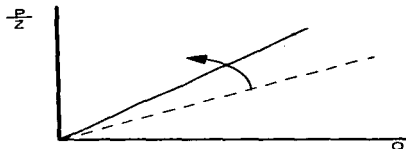


Figura 5-7. Curva de la presión contenida para un yacimiento sujeto a un decremento de volumen

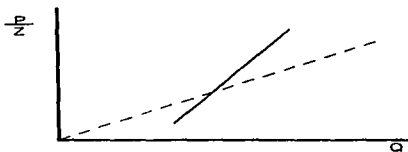


Figura 5-8. Curva de la presión contenida para un yacimiento sujeto a un decremento de volumen y pérdidas finitas

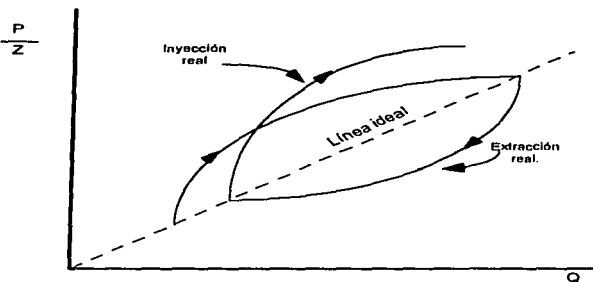


Figura 5-9. Modelo de la presión contenida sobre un volumen almacenado en un yacimiento mostrando histéresis.

casí recta de la parte superior derecha a la inferior izquierda, como se muestra en la figura 5-10a.

Pasada la temporada, de cualquier modo, mientras más y más influjo de agua incurre en la burbuja de gas, la presión se eleva debido a la disminución de volumen de la burbuja de gas. Esto causa que la curva p/z contra el contenido se doble tangencialmente a la izquierda de la línea recta.

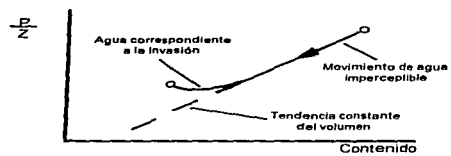
La inyección próxima usualmente toma lugar en contra de la salmuera del acuífero, dando una pendiente más alta a la curva contenida de p/z antes de resumir un rumbo lineal de la parte inferior izquierda hacia la parte superior derecha como se muestra en la figura 5-10b.

Cerca del final de la temporada de inyección, conforme más agua se expulsa de la burbuja de almacenamiento de gas, el incremento en el volumen de poro del yacimiento causa que la curva de presión se vuelva menos inclinada que lo mostrado en el rumbo lineal.

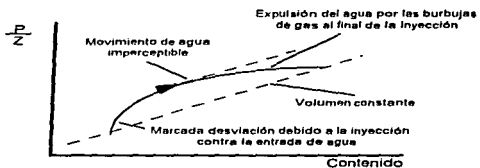
La extensión de la temporada de inyección en el otoño depende del clima. Si la inyección cesa antes de que la demanda de gas se manifieste, o continúe en un gasto bajo, el movimiento de agua hacia afuera de la burbuja de gas disminuye desfilándose libremente. Bajo estas condiciones, si cuando la producción de gas sea resumida y hay poco, si es que hay, movimiento de agua hacia la matriz de almacenamiento. Esto resulta en el decline lineal cercano a lo mostrado en la figura 5-10a. Por otra parte si la inyección vigorosa ha continuado hasta el último día de la temporada de inyección, las operaciones de producción, cuando estas sean resumidas, encaran un continuo acuífero saliente. Esta operación particular causa un decline de presión inclinado tempranamente en la extracción antes de resumir una trayectoria lineal poco después. Este tipo de operación se muestra como porción AB en la curva de contenido de presión de la figura 5-10c.

La trayectoria casi paralela observada entre la inyección correspondiente o ramas de extracción de la curva p/z es indicadora del crecimiento de año tras año de los yacimientos de almacenamiento desarrollados en acuíferos.

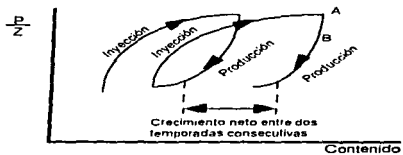
La figura 5-11 representa las fases de una estable y madura operación de almacenamiento en acuíferos. La rama A representa el incremento de presión vertical ideal después de la conversión, debido a que el agua sigue invadiendo mientras el pozo está cerrado y poco después es preparado para inyección contra el agua entrante. La rama B representa la operación del volumen constante que ocurre tangencialmente cuando el movimiento de agua para antes de voltearse y empezar a irse fuera de la burbuja de gas. La rama C es la operación observada al final del verano, cuando el volumen equivalente de poro de gas inyectado balancea el volumen de poro evacuado por agua emanada. El cambio de inventario no es parte apreciablemente del cambio de



a. Producción



b. Inyección



c. Presión contenida histeresis

Figura 5-10 Relación entre la presión contenida observada en acuíferos

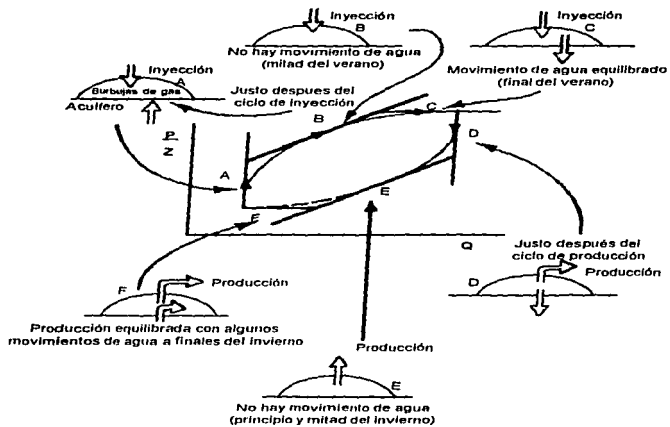


Figura 5-11 Distintas fases de estabilidad y maduración de almacenamiento en acuíferos

presión. Las ramas D, E y F representan el fenómeno diamétricamente contrario a las ramas A, B y C en cuanto extracción.

El área del hexágono curvado es la onda de histéresis para el acuífero se observa que se agranda cuando la permeabilidad es pequeña. La figura 5-12 muestra la operación de contenido de presión en un acuífero sujeto a crecimiento y fugas.

5.2.8 Uso de varios indicadores "pozos clave"

Siempre que más de un pozo de observación clave este disponible y no hay inducción de agua apreciable, el uso de la computadora permite un cálculo confiable y preciso de la presión igualada del yacimiento, determinando un factor de peso apropiado para cada lectura de presión individual.

Si la presión igualada del yacimiento esta referida como p (fondo del pozo, psia) y la presión del pozo de observación individual como p_i , se puede establecer formalmente:

$$\frac{p}{z} = \sum_{i=1}^N \frac{p_i}{z_i} \quad (5-5)$$

Donde ξ_i es una cantidad fraccional determinando la extensión en que la presión en área de drenaje Δ_i afecta la presión de equilibrio eventual p para el campo.

Ahora combinando ecuaciones 5-4 y 5-5:

$$\frac{p}{z} = \frac{RT_B Q 10^6}{V 379} \quad Q \text{ en billones} \quad (5-6)$$

$$\sum_{i=1}^N \xi_i \frac{p_i}{z_i} = \frac{RT_B Q \times 10^6}{V 379} \quad (5-7)$$

Los coeficientes ξ_i son iguales a la proporción de volumen de poro asociado con el área de drenaje del pozo "i" y el volumen de poro total en el horizonte de almacenamiento.

La ecuación 5-7 puede ser escrita como:

$$Q = \sum_{i=1}^N \frac{379 V \xi_i p_i}{RT 10^6 z_i} \quad (5-8)$$

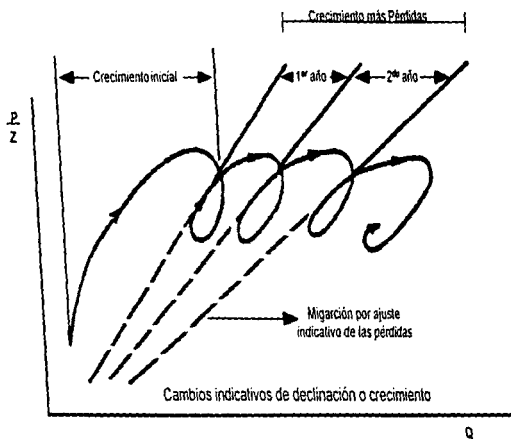


Figura 5-12 Demostración de la presión contenida en un acuífero de almacenamiento sujeto a crecimiento y pérdidas

Si dejamos:

$$\beta_i = \frac{379V}{RT_R 10^9} \cdot \xi_i$$

De arriba:

$$Q = \sum_{i=1}^N \beta_i \frac{p_i}{z_i} \quad (5-9)$$

Teniendo un número de pozos de observación disponibles, proporcionando valores de p_i para cada pozo en un tiempo cuando el presente inventario es Q (z_i siendo directamente calculado de p_i ; gravedad o composición de gas y la temperatura del yacimiento), la ecuación 5-9 puede ser considerada como un número de las ecuaciones lineales con N incógnitas; ídem, $i = 1, 2, 3, N$. El número de ecuaciones es simplemente el número de veces que puntos de datos están disponibles en p_i y Q .

Por ejemplo: si cinco pozos de observación distribuidos a través de un campo de almacenamiento proveen la presión e inventarios para veinte veces diferentes durante, digamos, dos años de operaciones, las ecuaciones se ven de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \beta_1 \frac{p_1}{z_1}^{(1)} + \beta_2 \frac{p_2}{z_2}^{(1)} + \dots + \beta_5 \frac{p_5}{z_5}^{(1)} &= Q^{(1)} \\ \dots \dots \dots &= Q^{(2)} \\ \dots \dots \dots & \\ \beta_1 \frac{(p_1)^{(20)}}{z_1} + \beta_2 \frac{(p_2)^{(20)}}{z_2} + \dots + \beta_5 \frac{(p_5)^{(20)}}{z_5} &= Q^{(20)} \end{aligned} \quad (5-10)$$

En estas primeras ecuaciones (5-10), los superscripts se refieren al número de veces que los datos de la presión de inventario están disponibles y los subscripts se refieren al número de pozos de observación disponibles.

Estas ecuaciones son un sistema de veinte ecuaciones con cinco incógnitas, en las que $(p/z)^{(m)}$ y $Q^{(m)}$ son alimentados a la computadora como puntos de datos sobre contenidos de presión.

El sistema es resuelto usando una técnica de regresión lineal en la computadora que provee la mejor serie de valores $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_5$ necesarios para el cálculo del igualado (p/z) para el yacimiento.

La sumatoria:

$$\sum_{i=1}^N \beta \left[\frac{p}{z} \right]_i$$

Puede ser considerada como el inventario calculado para ser comparado con Q, el inventario actual medido.

El plano de este cálculo contra el inventario actual medido se muestran en la figura 5-13, es un plano de cálculo contra el inventario actual medido para un campo de almacenamiento seco A, donde 25 puntos de datos están disponibles en 13 pozos de pozos observadas de datos sobre un número de años.

Como característica adicional, el programa de computadora escoge la combinación particular de los 13 pozos de observación que mejor correlacionan los datos en términos de equivalencia lineal de inventarios calculados contra medidos.

En este caso particular, tres pozos (2, 4 y 9) representaron la presión del yacimiento en cualquier momento mejor que todos los trece pozos combinados o que cualquiera en particular. La histéresis de presión contenida exhibida por el pozo numero 5 se muestra espectacularmente reducida a casi una línea recta cuando los datos son usados de los pozos 2, 4, 9 en conjunción con sus factores específicos β . El hecho que la operación calculada es alrededor de 2.6 billones a la derecha y paralela a una línea de 45° de perfecto acuerdo es indicación de pérdida finita debido a un reventón en la producción primaria en este campo. Se ha mostrado que los datos de presión propiamente pesada de varios pozos proveen un promedio p/z más real para el campo y extensión de histéresis manifestada por los datos de presión contenida de pozos de observación individual.

5.2.9 Utilización de antiguos pozos para la observación en la verificación de inventario

Como un recurso indirecto de verificación de inventario, la observación de los niveles de agua de los pozos antiguos ha sido sugerida en el pasado por Katz y Coats y Katz y Tek. Investigaciones recientes en la localización de la interfase gas/agua en almacenamientos, ha propuesto modelos matemáticos y exámenes especiales en que los niveles de agua registrados en pozos antiguos de observación son usados para calcular la distancia y extensión de gas fugándose de la burbuja de almacenamiento.

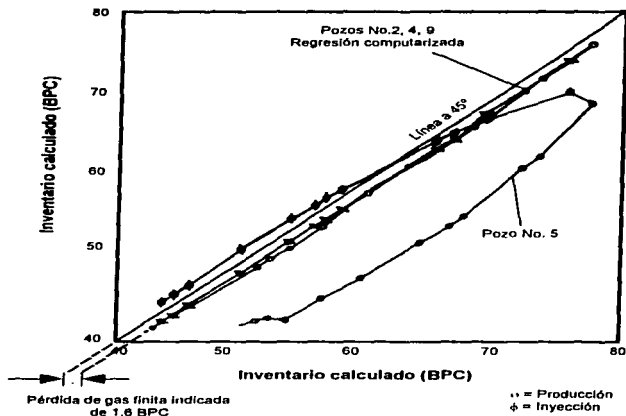


Figura 5-13 Efectos de la presión contenida utilizando un monitoreo constante sobre estos pozos

5.3 Métodos para determinar e identificar fugas

Los yacimientos de almacenamiento subterráneo han sido algunas veces sujetos a la migración y pérdida eventual de gas del horizonte de almacenamiento. La cantidad de esta pérdida de gas es de interés para la industria por razones relacionadas con seguridad, economía e ingeniería. El escape de gas no medido de ambientes de almacenamiento puede deberse a muchas causas. Se puede deber a una imperfección en el caprock del yacimiento, imperfección mecánica, reventón accidental, fugas de tubería causadas por corrosión, fugas corrosivas en los pozos, etc. La tabla 5-2 resume tres causas principales para pérdidas inmediatas de inventario. Se reconoce que la mayoría de las pérdidas o fugas en el cabezal del pozo, sistemas de conexiones, plantas de compresión y tuberías son las menos sujetas a la detección directa, reparación o sustitución.

La pérdida no medida de gas subterráneo puede ocurrir en dos áreas distintas:

1. Alrededor del agujero del pozo.
2. En el yacimiento, lejos de los diámetros del pozo.

Cuadro V-2 Causas y áreas para la pérdida no medida de inventario

Cabezal del pozo	Agujero del pozo	Yacimientos
Árbol	Collares de revestimiento (Mecánico)	
Sistema de Conexiones	Corrosión (Interno, externo o ambos)	Fracturas
Equipo de superficie Compresor	Uniones cementadas	Fallas, Áreas de cierre mínimo. La cima del caprock
Tubería	Fugas reventones	Estructura baja interdigitación

Es más fácil detectar, controlar y reparar fugas de los agujeros del pozo. Algunas técnicas y registros de estudio están disponibles y son usadas efectivamente para corregir los problemas en los agujeros del pozo esto incluye estudios de temperatura, registros sonicos, pruebas de presión en las tuberías de revestimiento, estudios de uniones cementadas, registros de corrosión, estudios de calibración, liners, control de la corrosión, fotografías del agujero de pozo y reparación del equipo en general.

Las fugas de yacimientos, por otro lado, son más difíciles de detectar y controlar. Pueden deberse a fracturas incipientes o inducidas por el agujero del pozo, fallas, montajes, imperfecciones del caprock, difusión, disolución y una digitación

descontrolada. Dentro de las medidas correctivas se encuentran: el control de presión, localización de zonas recolectoras, reciclaje y monitoreo. Ha habido sólo algunos casos donde el único remedio es el abandono del proyecto por razones de seguridad y economía.

El uso de localizadores especiales (trazadores) algunas veces son de ayuda para determinar la vía de fuga, ya sea del agujero del pozo o a través del caprock. Recientemente la química de isótopos ha sido de ayuda para identificar almacenamientos de gas con migración.

Técnicas de computadora pueden relacionar datos históricos a estudios decisivos, algunas veces ayudan a determinar fugas de almacenamiento. Las fugas en la entrada del estrato impermeable (caprock) pueden ocurrir en áreas con baja presión de entrada, después de que la extensión de la burbuja de gas haya crecido suficientemente para alcanzar el área particular, en este caso la relación de datos históricos del pozo por medio de la computadora se vuelve una ayuda en la reconstrucción del evento de la fuga.

Las investigaciones de inventario y migración en la Universidad de Michigan ha resultado de la simulación de fugas en el caprock, distinguibles de aquellas en el agujero del pozo.

Si la historia de verificación de inventario registrado (inventario medido contra p/z) muestra cambios dependientes en el tiempo, parece posible determinar que:

1. Si está fugando, y cuando lo está haciendo.
2. Si la fuga es por la capa del estrato impermeable o del agujero de pozo.

5.3.1 Fugas en el umbral, a través del estrato impermeable o en los límites del yacimiento

Si el yacimiento de almacenamiento está fugando en un lugar lejano al agujero del pozo, el movimiento incontrolable y el escape de gas puede ser a través del umbral del caprock o lateralmente en los límites del yacimiento. En cualquier caso, el flujo de gas es de porosidad media a porosidad media.

Representando esta fuga, el modelo básico del yacimiento seco es usado como punto inicial para comparación.

$$\sum_{i=1}^N \xi_i \frac{p_i}{z_i} = \frac{RT}{379} V Q$$

(5-11)

Aquí "i" designa cada observación del pozo, cuyo número puede ser hasta N, y Q es el inventario actualmente presente en la burbuja de almacenamiento de gas.

El inventario actual Q puede representarse como el inventario medido total Q_m menos el inventario perdido o no medido:

$$Q = Q_{\text{medido}} - Q_{\text{perdido}} \quad (5-12)$$

La cantidad acumulada de fuga de el yacimiento puede ser escrita como el tiempo integral del gasto de la fuga.

$$Q_{\text{perdido}} = \int_0^t C_p (p^2 - p_w^2)^n dt \quad (5-13)$$

donde:

C_p = el coeficiente de operación

n = la pendiente de la ecuación de presión de fondo que describe la fuga.

La ecuación 5-13 simplemente implica que el gasto de fuga por la unidad a través del caprock o lateralmente en otra porosidad media adjunta es una típica y empírica relación de presión de fondo a través de un coeficiente de operación C_p y un término de inclinación "n". Combinado 5-12 y 5-13 con 5-11, se obtiene la siguiente relación de inventario para el yacimiento con la fuga.

$$\frac{p}{z} = \frac{RT}{379} V [Q_{\text{medido}} - \int_0^t C_p (p^2 - p_w^2)^n dt] \quad (5-14)$$

Si la fuga es dependiente de la presión, la ecuación 5-14 indica que siempre que la presión de la burbuja de gas p exceda p_w (el umbral de la fuga), el trazo de p/z contra Q cesará de ser lineal y trazará un camino que simule una operación de almacenamiento con fuga. Seleccionando varios valores para C_p y n , uno puede trazar muchas curvas p/z vs. Q . Esto proveerá una curva tipo que debe ser de ayuda en diagnosticar la existencia y naturaleza de la fuga. La ecuación 5-14 ha sido programada y planeada en la computadora para un caso simulado, asumiendo una serie de valores razonables para C_p , p_w y n . El resultado se muestra en la figura 5-14.

Para el caso ilustrado en la figura 5-14, con "n" igual a 1 (flujo Darcy), para tres años de operaciones de inyección/extracción con la presión de la burbuja de gas p excediendo p_w parte de tiempo, las curvas generadas indican distintos comportamientos lineales en ambos periodos de extracción e inyección en tanto la presión p esté por debajo de p_w la presión umbral de la fuga. En contraste, cuando p excede p_w , el trazo se convierte en curva con una dirección moviéndose constantemente a la derecha.

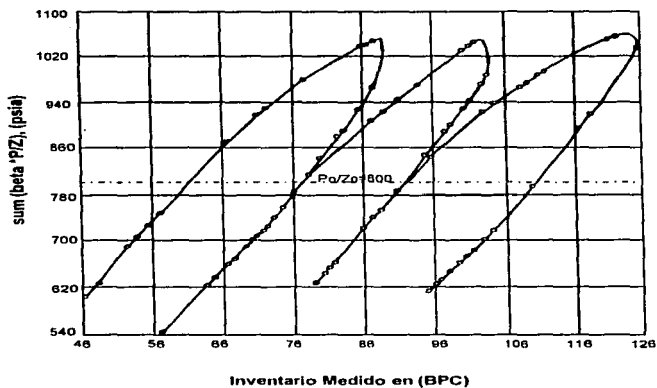


Figura 5-14 Simulación de fugas en el caprock.

La figura 5-15 muestra el efecto del umbral de la fuga p_c en p/z contra el trazo de inventario medido para varios casos de fuga como se compara al caso de la presión umbral de fuga infinita.

Generando varias series de curvas-tipo de fuga simulada para diferentes valores n , p_c y C_p , no sólo se puede diagnosticar la fuga, sino también su naturaleza. Si el método indicado arriba es usado en conjunto con la detección de fugas en acuíferos, un esfuerzo especial debería hacerse para diferenciar el efecto del movimiento de agua y del gasto de crecimiento de gas almacenado, entonces ambos tenderían a hacer no lineal el trazo de la presión contenida, como se muestra en las figuras 5-14 y 5-15.

5.3.2 Fugas en el agujero de pozo.

Si la fuga está ocurriendo a través de uno o más agujeros de pozo, uno o más agujeros de corrosión, o uniones imperfectas del collar de revestimiento, la naturaleza del flujo es de un espacio hueco (dentro del agujero de pozo expuesto a presión de almacenamiento) a través de un pasaje como orificio, hacia un medio poroso de presión baja. El flujo es compresible. La presión agua arriba es cercanamente igual a la presión de almacenamiento. La presión agua abajo depende de la profundidad y el nivel local de salmuera en lo subterráneo. En la mayoría de las circunstancias de fugas en diámetros interiores de pozo, la proporción de presión agua abajo a presión agua arriba es igual o menor que la proporción de presión crítica para gas almacenado ($K = C_p/C_v = 1.3$).

Bajo las condiciones, k la proporción de fuga puede ser modelada y calculada de la ecuación del flujo crítico, que resulta en una cantidad de pérdida desmedida de tiempo integrado:

$$Q_{\text{perdida}} = \int_0^1 \left[\frac{\Delta p}{\rho} \left(g_c \frac{KM}{RT} \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k+1/(k-1)} \right)^{1/2} \right] dt \quad (5-15)$$

Para el caso de fuga en diámetro interior de pozo, la relación inventario-presión se convierte en:

$$\frac{p}{z} = \frac{RT}{379 V} \int_0^1 \left[Q_{\text{perdida}} - \int_0^1 \left[\frac{\Delta p}{\rho} \left(g_c \frac{KM}{RT} \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k+1/(k-1)} \right)^{1/2} \right] dt \right]$$

$$(5-16)$$

En la ecuación 5-16, A es el área total a través de la cual la fuga está ocurriendo, T la temperatura agua arriba de la fuga, ρ la densidad en condiciones estándar, $K = C_p/C_v$,

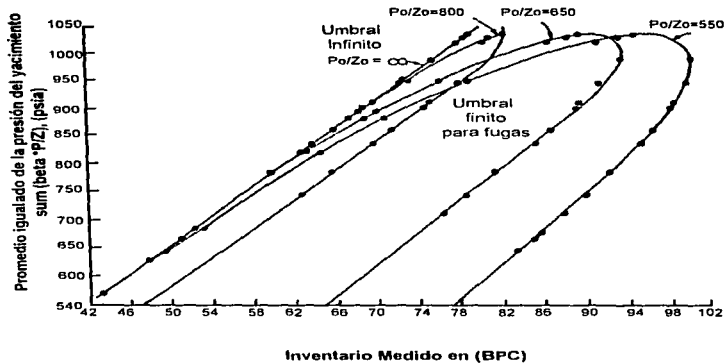


Figura 5-15. Efecto de las fugas a través del caprock con respecto al inventario verificado.

M el peso molecular del gas, R la constante de gas, y t el tiempo (todo en unidades del sistema inglés e inventario de libro en BPC).

La ecuación 5-16 ha sido programada y resuelta para un número de ciclos de extracción por inyección simulando el comportamiento de la fuga del pozo para el yacimiento y la operación de almacenamiento de gas previamente descrita. Se puede notar que p/z contra Q medida esta vez se ve más o menos como una sucesión de declives alternados.

El caso calculado y directamente planeado como salida de computadora se muestra en la figura 5-16.

Si el área de la fuga es profunda, el criterio para flujo crítico puede desconocerse. En esos casos donde la proporción de la presión abajo a la presión agua arriba es mayor que la proporción de presión crítica, la ecuación de flujo no crítico debe ser usada como se denota a continuación:

$$Q_{\text{fluj. n.c.}} = \int \frac{\Delta p}{p} \left[\frac{2p_c K}{(K-1)} \frac{M}{RT} \frac{(p_w)^{2/K} (1 - (p_w/p_c)^{K-1/K})}{p} \right]^{1/2} dt \quad (5-17)$$

Esto lleva a la relación de presión-inventario:

$$\frac{P - RT 10^6}{z} \left[Q_m - \int \frac{\Delta p}{p} \left[\frac{2p_c K}{(k-1)RT} \frac{(p_w)^{2/K} (1 - (p_w/p_c)^{K-1/K})}{p} \right]^{1/2} dt \right] \quad (5-18)$$

Donde p_w denota la presión fuera del pozo. Todo en unidades de ingeniería inglés, Q_m (inventario de libro en BPC). Varios refinamientos son posibles en el desarrollo de curvas diagnósticas para fugas del pozo. El caso de varios pozos contra un sólo pozo sería cuando la profundidad a la que la fuga está ocurriendo es suficientemente grande para invalidar la ecuación de flujo crítico. La proporción de fuga se vuelve una función no lineal de la proporción de presión en vez de una función aparentemente lineal de la presión agua arriba. Investigaciones más profundas en dichos factores pueden llevar a la determinación de no sólo la evidencia de fuga de pozo sino de la profundidad a la que puede estar ocurriendo.

La historia presión - tiempo y otras propiedades físicas usadas en cálculos han sido obtenidas de datos de extracción por inyección en yacimientos de reserva actuales.

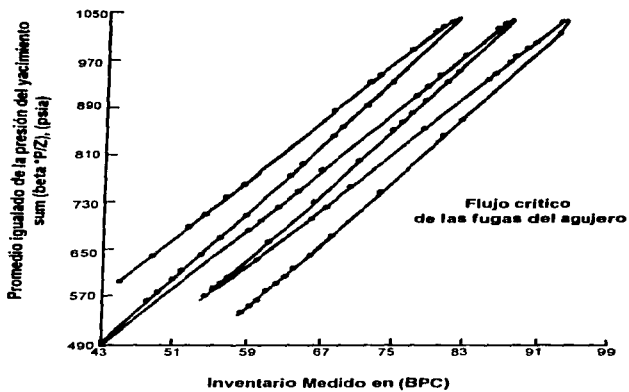


Figura 5-16 Simulación de fugas desde el pozo



CAPITULO VI

**Estudio técnico económico para la
construcción del almacenamiento
subterráneo de gas natural.**

CAPÍTULO VI

Estudio técnico económico para la construcción del almacenamiento subterráneo de gas natural.

6.1 Fundamentos financieros

6.1.1 Utilización del almacenamiento

La creación de almacenamientos subterráneos es indispensable en el país para satisfacer el elevado crecimiento de la demanda de gas que México tendrá en los próximos 15 años.

Estos almacenamientos tendrán las funciones siguientes:

- Evitar riesgos que pongan en peligro la vida humana y el medio ambiente (sobrepresionamientos de gasoductos que propicien accidentes).
- Garantizar la seguridad del suministro (incidentes en los gasoductos, problemas de los centros de procesamiento climáticas adversas).
- Optimizar la compra de gas en periodos de precio bajo
- Adaptarse a las fluctuaciones de consumo: anual, estacional, semanal o diaria.
- Cumplir con las demandas provocadas por posibles nuevas disposiciones gubernamentales en el consumo del hidrocarburo (Posible alternativa de utilizar gas natural en vez de gasolinas, suministro residencial)
- Equilibrar las disposiciones que CFE requerirá para sus planes de expansión (consumo de gas natural como único combustible)
- Proporcionar servicios de arrendamiento a diferentes clientes (caso específico Tuzandepell 1993, derrame de crudo de barcos japoneses a los cuales se les brinda el servicio de almacenamiento como solución)

El almacenamiento subterráneo constituirá para PGPB un eslabón esencial en la cadena de transporte así como lo es el gasoducto o las estaciones de compresión y participa así a la seguridad y a la continuidad del abastecimiento.

Además, a largo plazo y debido a la aparición de nuevos participantes en el mercado del transporte y de la comercialización del gas, la inversión en uno o varios almacenamientos que completan la cadena logística de producción y de transporte es estratégica para PGPB, permitiéndole reforzar su posición de líder en el mercado del gas natural.

6.1.2 Elementos de análisis de rentabilidad

El análisis de rentabilidad de un almacenamiento se basa en el balance entre los costos y los beneficios del mismo.

6.1.2.1 Costo de un almacenamiento

6.1.2.1.1 Costos de construcción

Los costos se describen en el punto siguiente; obviamente que para un estudio de rentabilidad específico habría que establecer costos detallados en función del sitio seleccionado lo que solo es posible después de un estudio de factibilidad. Especialmente para el caso de un yacimiento agotado el costo que representan los pozos (pozos existentes a reutilizar o nuevos pozos a construir) y el volumen del gas colchón son muy variables.

6.1.2.1.2 Costo de Explotación

Costos fijos

- personal: 20 a 30 personas son necesarias para la explotación
- mantenimiento - compras
- impuestos - seguros
- amortización + gastos financieros

Costos variables

- Energía de inyección y de extracción : 1.5 a 3 % del volumen del gas inyectado. Para los yacimientos con una profundidad >2000 m el costo de la energía es mas elevado.

Para fijar el orden de la magnitud de los costos de explotación se consideran de:

- En yacimientos agotados: 0.008 a 0.03 USD/m³ (n) (0.3 a 1.2 USD/MPC)
- En cavidades salinas: 0.013 a 0.08 USD/m³ (n) (0.5 a 3 USD/MPC)

6.1.2.1.3 Gastos financieros del gas almacenado y del gas colchón

En un yacimiento el volumen de colchón a reinyectar depende de su nivel de agotamiento y del rango de presión de explotación. Este puede representar en promedio entre 30 y 50 % del volumen total. Para una cavidad salina, el volumen de gas colchón

depende del rango de presión de explotación y representa en general 30% del volumen total.

Para un almacenamiento de 500 MM³ de volumen útil, el volumen del gas colchón puede ser del orden de 300 a 500 MM³ (parcial o completamente recuperable al final de la operación).

Los gastos financieros deben aplicarse al gas colchón y eventualmente al gas almacenado durante la duración del almacenamiento (del orden de 5 a 6 meses) para un ciclo anual. También se puede considerar una amortización de la fracción presumiblemente no recuperable del gas colchón.

6.1.2.2 Beneficios del almacenamiento

La cuantificación de estos beneficios es delicada porque está vinculada a la estructura de los costos a las tarifas de PGPB.

A continuación se presentan algunos elementos de evaluación:

Seguridad de abastecimiento

- La seguridad de abastecimiento al cliente es una exigencia que no se puede cifrar en términos de ingresos pero debe formar parte del servicio ofrecido al cliente.
- Se puede obtener una valorización del almacenamiento con la hipótesis de n días de interrupción del troncal N-S por año (pérdida de una estación de compresión, paro de un centro de procesamiento del gas).

$$n * 800 \text{ MMPC/d} * \alpha$$

α = margen comercial de PGPB en USD/MMPC

Regulación de compra - arbitraje de precios.

El beneficio se calcula a partir de la diferencia de precio entre períodos de precio alto y de precio bajo. Por ejemplo la diferencia de precios en Estados Unidos (spot market) entre invierno y verano es de 0.1 a 0.2 USD/MPC. Con contratos a largo plazo es posible que se puedan negociar diferencias aún más importantes.

Regulación de las fluctuaciones de consumo.

A pesar de que la fluctuación sea actualmente reducida es muy probable que el fuerte aumento del consumo previsto para los próximos 15 años y el crecimiento de la producción de electricidad y de la distribución ocasionarán un aumento de las variaciones estacionales, semanales y diarias del consumo.

En este contexto, el beneficio del almacenamiento subterráneo se debe evaluar comparando su costo al de:

- El aumento de la capacidad del gasoducto: nueva estación de compresión, duplicación de la línea o aumento del diámetro para la nueva conexión (el almacenamiento permite aumentar el factor de carga de la red).
- El aumento de las capacidades de los centros de procesamiento.
- Los contratos de abastecimiento con un factor de variación más elevado (contrato con PEP o importación).

Se puede emitir la hipótesis de que en los 10 próximos años las variaciones del consumo impondrán un sobre dimensionamiento de las capacidades de producción y de la red de 50 % (valor a confirmar pero probablemente minimalista) y comparar los costos correspondientes con el de un almacenamiento.

6.1.2.3 Tarifas

La estructura de las tarifas de almacenamiento en el caso de una utilización para clientes externos es generalmente la siguiente:

- 1) Carga de reservación del volumen: en USD/m³ por año o por mes
- 2) Carga de reservación de capacidad de extracción: en USD/m³/día
- 3) Carga para inyección y la extracción en USD/m³
- 4) Carga de combustible:

- inyección x%
- extracción y%

Las tarifas 1, 2 y 3 deben al menos cubrir los gastos fijos del almacenamiento: amortización, gastos financieros, gas colchón, gastos fijos de explotación y beneficios.

La tarifa 4 debe cubrir los costos de energía y una parte correspondiente a los errores de medición.

6.2 Estimación de costo para la construcción del almacenamiento subterráneo de gas natural.

A continuación se describen los costos para el desarrollo de los almacenamientos subterráneos en sus diferentes posibilidades, yacimientos agotados y/o cavernas salinas.

6.2.1 Yacimientos depresionados:

El costo de la construcción comprende:

- trabajos de exploración complementaria
- pozo de explotación y de control
- instalaciones superficiales: compresión, tratamiento, canalizaciones hasta los pozos, etc.
- gasoducto de conexión a la red

Los costos que se presentan incluyen los servicios de ingeniería y de supervisión de los trabajos.

No incluyen tasas, impuestos, derechos de aduana, gastos financieros, seguros, tramites administrativos, compra de terrenos, costos del propietario de la obra, costo del gas colchón e imprevistos.

6.2.1.1 Trabajos de exploración complementaria

Su evaluación está estrechamente vinculada al sitio elegido. El costo dependerá principalmente de la necesidad o no de realizar sondeos que se pueden utilizar posteriormente como pozos de control o de producción y en caso de necesitarse consistirá en una campaña geofísica y un sondeo con un costo de:

- Campaña geofísica: 0.5 MUSD
- Sondeo: 2 a 2.5 MUSD

6.2.1.2 Pozos de explotación y de control

La evaluación de los yacimientos puede evidenciar probables dificultades vinculadas a la reducida permeabilidad de los yacimientos y como consecuencia hace difícil la evaluación de la productividad de cada pozo y por ende el número requerido de ellos, es por eso que sólo se pueden hacer aproximaciones.

El costo comprenderá:

- costo de intervención sobre los pozos productores existentes para mejorar la productividad (si se considera rentable).
- costo de cierre de pozos existentes.
- perforación y equipo de nuevos pozos de producción.
- perforación y equipo de nuevos pozos de control.

El costo principal será el de los nuevos pozos de producción y/o de reintervención en el pozo productor existente.

El costo de los nuevos pozos depende de la profundidad, del diámetro y de las técnicas y perforación empleadas para obtener una elevada productividad, es decir un factor de daño a la formación productora lo más negativo posible: acidificación, fracturación y pozo horizontal. El costo estimado es de 2.5 MUSD/ pozo. En caso de utilizar técnicas especiales (fracturaciones múltiples, etc.) para incrementar la productividad, el costo podría ser mayor (pero el número total de pozos se reducirá y habrá que hacer una optimización económica).

6.2.1.3 Instalaciones Superficiales

Las instalaciones superficiales de gas se describen en el capítulo 4.

Para un proyecto tipo 1 Gm³ (n), el costo es de:

- 50 MUSD para un funcionamiento a P_{maxi}: 200 bar
- 73 MUSD para un funcionamiento a P_{maxi}: 300 bar

El costo de conexión al gasoducto depende de la distancia y del diámetro. Se puede tomar como base de evaluación 0.5 a 0.75 MUSD/km.

En el siguiente cuadro se presenta, a título preliminar, el costo de un almacenamiento de 1 Gm³ (n) sin conexión al gasoducto, se hace resaltar los efectos relativos de la permeabilidad y del rango de presión de operación sobre los costos de pozo, instalaciones de superficie y gas colchón.

Es importante mencionar que el número de pozos se ha tomado de la evaluación realizada para Reynosa cuyos cálculos se muestran en el apéndice 1.

Costos en MUSD para un yacimiento de capacidad útil de 1 Gm³ (n)

	Rango de presión en el yacimiento P _{max} -P _{min} en bares				
	300 - 150	300 - 100	250 - 150	250 - 100	200 - 100
k = 2 mD					
Pozos	207.5				
Instalaciones superficiales	73				
TOTAL	281				
k = 10 mD					
Pozos	42.5	50	52.5	65	95
Instalaciones superficiales	73	73	62	62	50
TOTAL	116	123	114	127	145
Gas colchón a reinyectar	33.5	12.5	50	17	25

Con estas bases, el costo indicativo por m³ de capacidad útiles de 0.12 a 0.28 USD/m³ (n) (4.5 a 10 USD/MPC).

Cabe anotar que el costo de 0.28 USD/m³ (n) corresponde al caso de yacimiento con muy baja permeabilidad (del orden de 2 milIDarcy) cuya factibilidad no ha sido demostrada y para el cual habrá que realizar muchos pozos.

6.2.2 Cuidades salinas

El costo de la construcción comprende:

- trabajos de exploración geológica
- creación de las cavidades: perforación, lixiviación, equipo de pozos
- instalaciones superficiales: compresión, tratamiento, etc.
- gasoducto de conexión a la red

Los costos que se presentan incluyen los servicios de ingeniería y de supervisión de los trabajos. No incluyen lasas, impuestos, derechos de aduana, gastos financieros, seguros, trámites administrativos, compra de terrenos, costos del propietario de la obra, costo del gas colchón e imprevistos.

6.2.2.1 Trabajos de exploración geológica

La exploración tiene por objetivo reconocer la zona seleccionada para las cavidades y consistirá en una campaña geofísica y un sondeo, utilizables para la primera cavidad.

- Campaña geofísica: 0.5 MUSD
- Sondeo: 2 a 2.5 MUSD

6.2.2.2 Creación de las cavidades

Para Tuzandepell y Monterrey se supone que la lixiviación se realizará con las instalaciones existentes, aunque se prevé una provisión de 2 MUSD para la rehabilitación de salmueroducto, de la presa de agua y de las bombas de lixiviación de PEP.

Costo por grupos de 2 cavidades:

- Perforación de los pozos, equipo de lixiviación y equipo de pozo para el gas: 3.5 a 4 MUSD
- Lixiviación y primer llenado, incluyendo la energía, el suministro de agua, la evacuación de la salmuera, los movimientos de tubos, los sonares, el mantenimiento de las instalaciones de lixiviación, los equipos de primer llenado: 2.5 a 3 MUSD

6.2.2.3 Instalaciones superficiales

Las instalaciones superficiales se describen en el capítulo 4 .

Para un proyecto tipo de 300 Mm^3 (n) con 8 cavidades de un volumen útil unitario de 37.5 Mm^3 (n), el costo total de las instalaciones es de 38 MUSD y el costo de conexión al gasoducto se estima de 1.5 a 2 MUSD.

6.2.2.4 Costo recapitulativo

Capacidad útil	300 Mm ³ , 8 cavidades
Gasto de inyección	5 Mm ³ (n)/día
Gasto de extracción	20 Mm ³ (n)/día
	MUSD
Trabajos de exploración (provisión)	2.5 a 3
Cavidades	26 a 30
Instalaciones superficiales y gasoducto	<u>40</u>
TOTAL	68.5 a 73

0.23 A 0.24 USD/m³ (n) (8.43 a 8.73 USD/MPC)

6.3 Costos de operación y mantenimiento.

El propósito de este apartado es presentar los costos operacionales asociados con las operaciones diarias de la planta de almacenamiento de gas natural incluyendo:

- Costos anuales de mano de obra requeridos para operar la planta.
- "Otros costos directos" anuales asociados con las operaciones de la planta.
- Costos anuales de Trietilenglicol para operación de los deshidratadores.
- Pruebas de sonar e integridad mecánica.
- Costos anuales de mantenimiento.

La tabla VI-1 y VI-2 presenta un resumen de los costos operacionales que se requieran para las operaciones diarias del proyecto de almacenamiento de gas natural para cada alternativa. Un resumen de puntos que se incluyen en el estimado son:

6.3.1 Recursos Humanos

Este punto incluye una descripción del personal que se necesita para operar la planta:

- Un superintendente de tiempo completo
- Un operador de la planta de tiempo completo.
- Tres operadores de tiempo completo.
- Un técnico de tiempo completo.
- Un ingeniero de mantenimiento de ¼ de tiempo.
- Una secretaria de ¼ de tiempo.

6.3.2 Otros costos directos

Erogaciones necesarias para apoyar al personal que se necesita para operar la planta incluyendo:

- Vehículo, se asume que se necesita un vehículo tipo pick-up
- Equipo y suministros para oficina, se asumen 800 USD por mes
- Artículos diversos, se asumen 150 USD por mes.

6.3.3 Costos eléctricos

Energía de inyección y de extracción: 1.5 a 3 % del volumen del gas inyectado. Para los yacimientos con una profundidad >2000 m el costo de la energía es mas elevado (zona Reynosa o Veracruz).

0.02 USD por el % de m³ de volumen total almacenado.

6.3.4 Trietilenglicol

Costo de reabastecimiento de los deshidratadores con glicol

6.3.5 Pruebas de sonda e integridad mecánica

Este punto incluye el costo analizado para realizar estas pruebas.

6.3.6 Mantenimiento

Se asume un costo de mantenimiento de 150,000 USD.

Tabla VI-1 Costos de operación y mantenimiento. (USD por año) en yacimientos depresionados.

Descripción Resumen del proyecto	Cantidad		Materiales		Equipo y operación		COSTO TOTAL
	Número de unidades	Unidades de medición	Costo por unidad	Subtotal	Costo por Unidad	Subtotal	
Un superintendente de tiempo completo	2,080	hrs.		\$10	\$10	\$20,800	\$20,810
Un operador de la planta de tiempo completo.	2,080	hrs.		\$2.8	\$2.8	\$5,824	\$5,827
Tres operadores de tiempo completo.	5,240	hrs.		\$8.5	\$8.5	\$53,040	\$53,048
Un ingeniero de mantenimiento de ¼ de tiempo.	520	hrs.		\$5	\$5	\$2,600	\$2,605
Una secretaria de ¼ de tiempo.	520	hrs.		\$2.8	\$2.8	\$1,456	\$1,459
Costo total de mano de obra						\$83,720	\$83,749
Otros costos directos							
Vehículo	12	meces	\$416.67	\$5000.0		\$0	\$5,000
Equipo y suministros para oficina	12	meces	\$800.0	\$9600.0		\$0	\$9,600
Artículos diversos	12	meces	\$150.00	\$1800.0		\$0	\$1,800
						\$0	\$16,400
Costos de operación							
Eléctricos	1	Gm ³			\$0.02	\$300,000	\$300,000
Tricetilenglicol	12	ton			\$500	\$6,103	\$6,103
Pruebas de sonar e integridad mecánica	1				\$8,000	\$8,000	\$8,000
							\$194,103
Mantenimiento							\$150,000
TOTAL							\$564,202

Tabla VI-2 Costos de operación y mantenimiento. (USD por año) en Cavernas Salinas

Descripción Resumen del proyecto	Cantidad		Materiales		Equipo y operación		COSTO TOTAL
	Número de unidades	Unidades de medición	Costo por unidad	Subtotal	Costo por Unidad	Subtotal	
Un superintendente de tiempo completo	2,080	hrs.		\$10	\$10	\$20,800	\$20,810
Un operador de la planta de tiempo completo.	2,080	hrs.		\$2.8	\$2.8	\$5,824	\$5,827
Tres operadores de tiempo completo.	5,240	hrs.		\$8.5	\$8.5	\$53,040	\$53,048
Un ingeniero de mantenimiento de ¼ de tiempo.	520	hrs.		\$5	\$5	\$2,600	\$2,605
Una secretaria de ¼ de tiempo.	520	hrs.		\$2.8	\$2.8	\$1,456	\$1,459
Costo total de mano de obra						\$83,720	\$83,749
Otros costos directos							
Vehículo	12	meces	\$416.67	\$5000.0		\$0	\$5,000
Equipo y suministros para oficina	12	meces	\$800.0	\$9600.0		\$0	\$9,600
Artículos diversos	12	meces	\$150.00	\$1800.0		\$0	\$1,800
						\$0	\$16,400
Costos de operación							
Eléctricos	300	Mm ³			\$0.02	\$180,000	\$180,000
Trietilenglicol	12	ton			\$500	\$6,103	\$6,103
Pruebas de sonar e integridad mecánica	1				\$8,000	\$8,000	\$8,000
							\$194,103
Mantenimiento							\$150,000
TOTAL							\$444,202

6.4 Análisis para la justificación del proyecto

En esta sección se desarrollarán los cálculos que ayuden a determinar la justificación técnica económica para la creación del almacenamiento subterráneo; se considera para los cálculos un período de 15 años de vida útil y un 50% de interés sobre las inversiones, factores que se tomarán como base para poder realizar los análisis de justificación por los métodos de Valor Presente (VP), Tasa de Rendimiento (TR) y Período de Recuperación (PR); Pemex Gas y Petroquímica Básica planea recuperar sus inversiones, de acuerdo con el análisis de rentabilidad antes mencionados, en un período no mayor a 5 años por lo que en esta sección se determinará que cantidad de ingresos por concepto de almacenamiento deberá tener PGPB para que el proyecto sea económicamente justificado y así poder establecer sus tarifas en un determinado momento si el proyecto es desarrollado.

6.4.1 Método de valor presente

Se observa que el dinero, en el transcurso del tiempo, sufre modificaciones en su valor, lo que hace necesario tener un método que transforme el valor futuro de dicho dinero, a su valor presente.

El método de VP consiste en desarrollar la suma algebraica de los ingresos y egresos que se van a hacer en un proyecto de inversión, afectándolos con un factor que logra el efecto de transformar los valores a presente.

Se tiene que matemáticamente el método de VP está definido por:

$$VP = \pm P \pm A (P/A, I, N) \pm F (P/F, I, N) \quad (6-1)$$

Donde:

VP = Valor Presente

$\pm P$ = Será el resultado de la suma algebraica de los costos realizados en el presente.

$\pm A$ = Será el resultado de la suma algebraica de los costos anuales realizados en el proyecto.

$(P/A, I, N)$ = Factor de conversión de anualidades a presente, a un interés I , durante N periodos, factor que está definido por:

$$(P/A, I, N) = \frac{(1+I)^N - 1}{I(1+I)^N} \quad (6-2)$$

P/A = Valor Presente dado una anualidad.

$\pm F$ = Será la suma algebraica de los costos futuros que se hagan en el proyecto.

(P/F, I, N) = Factor de conversión de costo futuro a presente a un interés I, durante N periodos, factor que está definido por:

$$(P/F, I, N) = \frac{1}{(1 + I)^N} \quad (6-3)$$

P/F = Valor Presente dado un valor futuro.

6.4.2 Método de tasa de rendimiento (TR):

Con éste método se halla el tipo de interés para el cual, el valor actual de las entradas de dinero (ingresos ó ahorros) es igual al valor actual de las salidas de dinero (desembolsos ó ahorros de dinero que no se han aprovechado) ó bien, se encuentra el tipo de interés en el cual el valor actual de movimientos netos de dinero es igual a cero.

Para encontrar la solución, se utiliza la ecuación (6-1) de VP, igualada a cero.

$$\pm P \pm A(P/A, I, N) \pm F(P/F, I, N) = 0 \quad (6-4)$$

6.4.3 Método del periodo de recuperación (PR)

Con el método de recuperación PR se obtiene el periodo en el cual se recupera la inversión de un proyecto, en este caso se sabe que PGPB quiere recuperar su inversión en un periodo de 5 años para que su almacenamiento sea rentable, lo que se desconoce, es el monto de los ingresos suficientes necesarios.

Para este caso se utiliza la ecuación (6-1) igualada a cero, para un periodo de 5 años .

Sustituyendo los valores conocidos en la ecuación (6-4), se tiene que:

Para yacimientos agotados:

$$-\$125,000,000 + (J + \$564,202) (P/A, 50\%, 5) = 0$$

Despejando:

$$(J + \$564,202) = \frac{\$125,000,000}{(P/A, 50\%, 5)} \quad (6-5)$$

donde:

$$(P/A, 50\%, 5) = \frac{(1 + 0.50)^5 - 1}{0.50 (1 + 0.50)^5} = 1.7366$$

Sustituyendo en la ecuación (6-5):

$$J + 564,202 = \frac{\$125,000,000}{1.7366} = \$71,979,731$$

$$J = \$71,979,731 + \$564,202 = \$72,543,933$$

donde:

J = Ingresos necesarios por concepto de almacenamiento en yacimientos depresionados.

Para el caso de cavernas salinas:

Sustituyendo los valores conocidos en la ecuación (6-4), se tiene que:

$$-\$70,750,000 + (E + \$444,202) (P/A, 50, 5) = 0$$

Despejando:

$$(E + \$444,202) = \frac{\$70,750,000}{(P/A, 50\%, 5)} = \quad (6-6)$$

donde:

$$(P/A, 50\%, 5) = \frac{(1 + 0.50)^5 - 1}{0.50 (1 + 0.50)^5} = 1.7366$$

Sustituyendo en la ecuación (6-6):

$$(\$E + \$444,202) = \frac{\$70,750,000}{\$1.7366} = \$40,740,527$$

$$E = \$40,740,527 + \$444,202 = \$41,184,729$$

donde:

E = Ingresos necesarios por concepto de almacenamiento en cavernas salinas.

Método de valor presente

Para el caso de yacimientos depresionados, sustituyendo en la ecuación (6-1):

$$P = -\$125,000,000$$

$$A = \$72,543,933 - \$564,202 = \$71,979,731$$

En la ecuación (6-2):

$$(P/A, I, N) = (P/A, 50\%, 15) = \frac{(1 + 0.50)^{15} - 1}{0.50 (1 + 0.50)^{15}} = 1.9954$$

Sustituyendo en la ecuación (6-1) estos valores:

$$VP = -\$125,000,000 + \$71,979,731 (1.9954) = \$18,628,355$$

Por lo tanto:

$$\text{VALOR} = \$18,628,355 \\ \text{PRESENTE}$$

Para el caso de cavernas salinas, sustituyendo:

$$P = -\$70,750,000.$$

$$A = \$41,184,729 - \$444,202 = \$40,740,527$$

En la ecuación (6-2):

$$(P/A, I, N) = (P/A, 50\%, 15) = \frac{(1 + 0.50)^{15} - 1}{0.50 (1 + 0.50)^{15}} = 1.9954$$

Sustituyendo en la ecuación (6-1) estos valores:

$$VP = -\$70,750,000 + \$40,740,527 (1.9954) = \$10,543,648$$

Por lo tanto:

$$\text{VALOR} = \$10,543,648 \\ \text{PRESENTE}$$

Método de tasa de rendimiento (TR):

Sustituyendo valores en la ecuación (5-4):

Para yacimientos agotados:

$$-\$125,000,000 + (\$71,979,731) (P/A, i, 15) = 0$$

Para este caso el valor de i se desconoce y representa la incógnita, despejando:

$$(P/A, i, N) = \frac{\$125,000,000}{\$71,979,731} = 1.7366$$

Calculando por "tanteos" a que interés i corresponde el factor 1.7366, se tiene que, sustituyendo en la ecuación (5-2):

Para $i = 50\%$

$$(P/A, 10, 15) = \frac{(1 + 0.15)^{15} - 1}{0.1 (1 + 0.15)^{15}} = 1.7366$$

Se demuestra que la tasa de rendimiento para el proyecto de yacimientos agotados es de:

TASA DE = 50%
RENDIMIENTO

Para cavernas salinas:

$$-\$70,750,000 + (\$40,740,527) (P/A, i, 15) = 0$$

Para este caso el valor de i se desconoce i que representa la incógnita, despejando:

$$(P/A, i, N) = \frac{\$70,750,000}{\$40,740,527} = 1.7366$$

Calculando por "tanteos" a que interés i corresponde el factor 1.7366, se tiene que sustituyendo en la ecuación (5-2):

Para $i = 50\%$

$$(P/A, 50, 15) = \frac{(1 + 0.5)^{15} - 1}{0.1 (1 + 0.5)^{15}} = 1.7366$$

Se demuestra que la tasa de rendimiento para el proyecto de cavernas salinas es de:

TASA DE = 50%
RENDIMIENTO

Tabla IV-3 Resumen del análisis económico para el proyecto.

Por concepto de:	Yacimientos Depresionados	Cavernas Salinas
Costos por construcción del almacenamiento.	\$125,000,000 USD	\$70,750,000 USD
Costos de operación y mantenimiento (egresos anuales).	\$504,202 USD	\$444,202 USD
Vida útil del proyecto.	15 años	15 años
Periodo estimado de recuperación (PR).	5 años	5 años
Valor Presente.	\$18,628,355 USD	\$10,543,000 USD
Tasa de rendimiento (TR).	50%	50%
Ingresos anuales necesarios por concepto de almacenamiento.	\$72,543,933 USD	\$41,184,729 USD

Con lo que se puede concluir que el proyecto, en cualquiera de sus alternativas, representa altos costos, que a mi consideración los ingresos necesarios anuales resultan elevados, por lo que económicamente sugiero sea revisado cuidadosamente ya que implica riesgos de inversión.

CONCLUSIONES

Mientras en los sesentas fue la época del crudo, en los setentas de la energía nuclear y los ochentas del carbón, durante este periodo y en un futuro muy próximo podría considerarse la era del gas natural; ya que, por sus cuantiosos niveles de reservas probadas, probables y potenciales, su bajo costo de extracción y sus grandes ventajas ambientales, se espera en el mundo, un crecimiento acelerado en la demanda de este hidrocarburo.

El gas natural es una fuente de energía primaria, es utilizado como energético o como materia prima en múltiples procesos industriales, además de las ventajas que ofrece en el uso doméstico. Por la ausencia de elementos contaminantes y corrosivos, posee cualidades indiscutibles que contribuyen a la conservación del medio ambiente y de los equipos e instalaciones; sin embargo, tradicionalmente ha desempeñado un papel muy limitado en el comercio energético nacional e internacional.

Las perspectivas del gas natural a nivel nacional, para aumentar su contribución en la oferta de la energía a mediano y largo plazo parecen más prometedoras que las del crudo y ciertamente muy superiores a la de otras fuentes de energía debido principalmente a tres aspectos:

Primero.- El gas ofrece una alta seguridad en su extracción, además de que tiene una gran diversidad de usos, ya que se emplea en la generación de energía eléctrica, en un sin número de industrias productivas, en el sector doméstico y en el transporte.

Segundo.- La virtual ausencia de sulfuros y el bajo nivel de dióxidos de carbono al ser quemado, propician que la combustión del gas natural sea completamente limpia, lo que produce una menor contaminación ambiental en comparación con otros combustibles; y,

Tercero.- En la generación de energía eléctrica, a través de termoeléctricas, las plantas de gas requieren de inversiones menores de capital que utilizando combustóleo; además, presentan mayor eficiencia que otros tipos de plantas, situación que hará posible en el futuro, la producción de grandes cantidades que se requieran en el país.

En México a pesar de contar con un nivel de reservas considerable, nunca se ha realizado un esfuerzo concertado para encontrar yacimientos o desarrollar la producción de gas en su territorio. Hasta la fecha, el gas natural es almacenado en el sistema nacional de gasoductos, mediante el represionamiento de estos, lo cual no es necesariamente la mejor solución desde el punto de vista de seguridad, por lo que se deben buscar alternativas que permitan contar con almacenamientos económicos que coadyuven a mantener de manera uniforme y óptima el empaque de las líneas de transporte de gas natural, evitando daños que propicien bajas en el suministro.

"Proyecto para el almacenamiento subterráneo de gas natural en la República Mexicana"

A través de su historia, la estrategia en la industria petrolera mexicana se ha descentralizado en la producción de crudo, situación que ha impedido el desenvolvimiento independientemente de una industria mexicana de gas natural, ya que en la actualidad ésta depende virtualmente del ritmo de extracción de petróleo crudo; por eso, más del ochenta por ciento de la oferta mexicana de gas es consecuencia aleatoria de la producción de petróleo.

Además por ser el gas natural licuable sólo a presiones muy elevadas, manejarlo en estado líquido no resulta apropiado ni rentable. Su manejo en forma gaseosa requiere de sistemas de distribución y medición específicos para satisfacer las necesidades de los centros de consumo, tanto industrial como doméstico. Por las altas inversiones que hacen falta para la infraestructura de distribución a través de gasoductos, no todas las entidades de la república pueden abastecerse de este combustible.

Esta situación puede agravarse, si son puestos en marcha los dos megaproyectos que tiene contemplados la industria petrolera, los que demandarán grandes volúmenes de gas natural: el *primero*, consiste en la expansión de la industria petroquímica básica para la elaboración de productos de mejor calidad y alto valor agregado para exportación; y *segundo*, la sustitución de combustóleo por gas natural, en los sectores eléctrico e industrial de las principales zonas metropolitanas del país, con el propósito de manejar el medio ambiente en estas áreas, además el reemplazamiento de diesel por gas natural para el transporte público.

Si no hay una solución rápida que satisfaga la creciente demanda de este combustible, estos proyectos tendrán que sostenerse con gas importado, el que actualmente presenta precios demasiado altos debido a la insuficiente producción y distribución que demanda el país.

Sin embargo debe existir confianza que en el futuro se presenten condiciones favorables en el mercado nacional de crudo, para tener precios más estables, que aseguren mayores recursos para el aumento de los niveles de producción de crudo y gas.

Por tal motivo, el Gobierno Federal está dando al transporte, distribución y almacenamiento de gas natural facilidades que ya se están llevando a cabo por medio de Pemex Gas y Petroquímica Básica de acuerdo a su programa de inversión, para 1997, el cual tiene programado realizar en la República Mexicana el "Estudio para definir sitios potenciales para el almacenamiento subterráneo de gas natural en yacimientos agotados o domos salinos."

El almacenamiento subterráneo ofrece una solución racional a este problema, ya que mediante esta alternativa se puede llenar el almacenamiento durante los períodos de baja demanda, en los que hay exceso de capacidad disponible y extraerlo en períodos de alta demanda, en los cuales existe una escasez de capacidad en la red de transporte. Esto permite una adecuada modulación del transporte; además, en caso de que falle el abastecimiento, las instalaciones pueden proporcionar una capacidad estratégica.

Por otra parte, las técnicas de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos permiten realizar instalaciones muy seguras y confiables, particularmente apropiadas para grandes capacidades. Sin embargo, la aplicación de estas técnicas requiere condiciones geológicas particulares que no existen en todos los sitios. En consecuencia, la factibilidad de un proyecto implica necesariamente estudios preliminares destinados a determinar si las condiciones geológicas del sitio considerado son apropiadas así como cada tipo de almacenamiento tiene sus propias características en función de su capacidad útil y de su máximo porcentaje de extracción.

Aunque técnicamente un almacenamiento subterráneo proporciona una solución para que el país pueda hacer frente a las demandas que de este combustible se estiman para los próximos años, económicamente cabe la duda, porque a pesar de todos los beneficios y necesidades mencionados durante este trabajo, aún no se tienen parámetros confiables en cuanto a beneficios contables se refiere, es por esto que recomendaría un estudio más profundo en cuanto a los beneficios económicos que de éste puedan surgir. Sin embargo, el objetivo del proyecto era evaluar las posibilidades técnico-económicas en cuanto a almacenamiento subterráneo y al análisis financiero se refieren respectivamente, el capítulo VI muestra la tabla VI-3 con los pormenores correspondientes.

GLOSARIO.

Definición de términos para almacenamientos subterráneos.

Almacenamiento en acuíferos.

Es el almacenamiento subterráneo de gas en estratos de rocas porosas y permeables, el gas se almacena en los poros de la roca en que originalmente estaban contenidos por agua.

Barril.

Es la medida de volumen para productos petroleros. Un barril es equivalente a 42 galones americanos o a 0.45899 metros cúbicos. Un metro cúbico equivale a 6.2897 barriles.

Campo.

Es la extensión de suelo que se ubica en uno o más yacimientos de petróleo crudo o gas natural y que se limita atendiendo a criterios de conveniencia operativa y de ingeniería petrolera.

Campos descubiertos

Campos correspondientes a nuevos yacimientos que se ubican fuera de los campos existentes.

Demanda.

Relación inversa entre los precios de una mercancía y el consumo de ella que un individuo o grupo de individuos compran a precio determinado

Exploración.

Es la búsqueda de yacimientos de aceite y gas, por medio de métodos geofísicos, con equipo aéreo y terrestre, estudios geológicos, pruebas en muestras de núcleos y perforaciones de pozos exploratorios.

Extracción total.

Es el volumen total de gas extraído de un yacimiento de almacenamiento durante un periodo de tiempo dado.

Gas.

Es un fluido compresible que llena completamente cualquier recipiente que lo contenga.

Gas amargo.

Es el gas que forma un ácido cuando se mezcla con agua. En producción y procesos petroleros, los gases ácidos más comunes son el sulfuro de hidrógeno y el bióxido de carbono. Ambos son corrosivos, y además, el sulfuro de hidrógeno es muy venenoso. Gas natural al que no se le han eliminado los gases ácidos

Gas asociado.

Es el gas natural que se produce conjuntamente con el petróleo crudo.

Gas Colchón.

Es el volumen total de gas irrecuperable que existe dentro de un almacenamiento Subterráneo el cual ejerce presión dentro del almacenamiento.

Gas colchón, foráneo.

Es una parte del volumen del gas colchón, que es ajeno al almacenamiento, es decir, forma parte del gas inyectado.

Gas colchón, nativo

Es una parte del volumen del gas colchón, que es reconocido como parte del almacenamiento.

Gas disponible.

Es el volumen total de gas inyectado dentro de un almacenamiento Subterráneo, que puede ser recuperado durante el ciclo de extracción.

Gas dulce.

Es el gas natural que sale libre de gases ácidos de algunos yacimientos de gas no asociado o que ha sido tratado en plantas endulzadoras.

Gas de formación.

Gas de un yacimiento inicialmente producido.

Gas foráneo.

Es el gas ajeno que es inyectado dentro del yacimiento almacenador, el cual ejerce una presión manométrica dentro del almacenamiento mayor a la presión manométrica inicial del yacimiento sin dicho gas.

Gas inyectado.

Gas que se comprime y se reinyecta al yacimiento para minimizar la declinación de la presión.

Gas licuado.

Es una mezcla de hidrocarburos resultante del procesamiento del gas extraído de los yacimientos en planta petroquímica; en el medio doméstico es conocido simplemente como gas. Se compone aproximadamente de un 60 por ciento de propano y un 40 por ciento de butano. El principal combustible derivado del petróleo que utilizan los hogares mexicanos. También puede obtenerse de los procesos subsecuentes a la refinación del crudo.

Gas máximo en almacenamiento.

Se nombra al mas alto balance volumétrico total de gas introducido sobre el total de gas de extracción en el almacenamiento.

Gas nativo.

Es el volumen que es reconocido como parte del almacenamiento. Esto incluye el total de gas irrecuperable y el gas económicamente recuperable dentro del yacimiento de almacenamiento, que ejerce una presión de 0 psia a la presión de vacío (psi) a la que el gas almacenado es empezado a inyectar.

Gas natural.

Mezcla de hidrocarburos, altamente expansible y compresible que tiene baja densidad y se presenta naturalmente en forma gaseosa. Junto con los hidrocarburos gaseosos, el gas natural puede contener cantidades apreciables de nitrógeno, helio, bióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y vapor de agua. Aunque es gaseoso a temperatura y presión normales, los gases que forman la mezcla del gas natural son variables en forma y pueden encontrarse como gases o líquidos bajo las condiciones adecuadas de temperatura y presión.

Gas no asociado.

Gas natural extraído de yacimientos en los cuales sólo existe gas en fase gaseosa.

Gas seco.

Gas natural dulce al que se le han extraído condensados y líquidos. Básicamente consiste de metano y pequeñas cantidades de etano. Gas cuyo contenido de agua ha sido reducido por medio de un proceso de deshidratación.

Gasoducto.

Sistema de transporte del gas natural u otros gases. El sistema total está compuesto de tuberías y compresoras para mantener la presión de flujo del sistema.

Introducción Total.

Equivale al volumen total de gas foráneo inyectado dentro de un yacimiento de almacenamiento durante un periodo de tiempo dado.

Inversión.

Erogaciones realizadas en bienes que aumentan o reemplazan activos reales productivos, incluyendo la inversión de los inventarios.

Inyección de agua.

Producir un yacimiento por medio de inyección de agua a presión de formación.

Inyectabilidad.

Es la introducción de gas dentro de un yacimiento almacenador expresado como gasto en millones de pies cúbicos (MPC por 24 horas), a un volumen total de gas en almacenamiento, con su correspondiente presión de flujo dado en el cabezal.

Libramiento .

Se refiere a la extracción del yacimiento almacenador, expresado como un gasto en MPC por 24 horas, a un volumen total de gas almacenado con su correspondiente presión en el yacimiento y en el cabezal.

Oferta.

La relación directa existente entre los precios posibles de un producto y las cantidades de un productor o grupo de productores que pueden producir y vender a determinado precio.

Petróleo crudo.

Mezcla de hidrocarburos líquidos que se extraen en los yacimientos y que permanecen en fase líquida a la salida de las instalaciones superficiales de separación gas-aceite en campos. Excluye la producción de condensados y las de líquidos de gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables.

Pipe rack.

Soporte horizontal en las lingadas de la tubería.

Permeabilidad

La permeabilidad de una roca es la medida de su capacidad específica para que exista flujo a través de ella.

En la industria petrolera la unidad que se usa para medir la permeabilidad es el *Darcy*

Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un Darcy si un gradiente de presión de 1 atm/cm induce un gasto de 1 cm³ /seg. por cm² de área transversal, con un líquido de viscosidad igual a 1 centipoise (cp) . Para fines prácticos se utiliza el miliDarcy (md) que es la milésima parte de un Darcy.

Porosidad

Propiedad que poseen las rocas; Los espacios entre las partículas de una roca se denominan poros, estos espacios pueden ser ocupados por fluidos como agua, aceite o gas, tal y como se observa en una esponja la cual puede contener líquidos o permanecer vacía sin variar su volumen total.

En algunas rocas estos espacios pueden o no estar comunicados, lo cual es muy importante, ya que de esto depende que pueda existir flujo a través de la roca

Presión final del yacimiento-

La máxima presión manométrica (psi) (tanto en el cabezal o en el fondo el pozo , según se asigne) ejercida por el volumen de gas al almacenar la capacidad del yacimiento.

Pozo almacenador de gas.

Cualquier pozo Subterráneo utilizado ya sea para introducir o extraer gas, para observar los comportamientos de la presión, o la inyección de cualquier fluido en contacto con algun proyecto de almacenamiento de gas.

Pozo improductivo.

Cualquier pozo que no produce gas o aceite en cantidades comerciales. En un pozo improductivo puede obtenerse agua, gas, aún aceite, pero no lo suficiente como para justificar su extracción.

Temporadas de inyección.

Son aquellos meses del año, en que el flujo de gas neto esta dentro del yacimiento, o está siendo inyectado al mismo. La temporada de inyección generalmente empieza a partir de marzo o abril, siendo octubre el último mes.

Trazadores.

Es un material, normalmente radioactivo, utilizado para detectar fugas en un elemento (tuberías) o en yacimientos mediante el trazo de su contenido.

Trampa estratigráfica

Espacio poroso en el subsuelo en donde se almacena aceite y/o gas después de la migración (yacimiento)

Yacimiento.

Cuerpo de roca porosa y permeable del subsuelo que puede almacenar aceite y/o gas. En la mayor parte del yacimiento son de caliza, dolomita, arenisca, o una combinación de éstas. Los tipos básicos de yacimiento son de aceite y gas, así como gas y condensado. Un yacimiento de aceite generalmente contiene tres fluidos, aceite, gas y agua, en donde la mayor parte es aceite. En un yacimiento típico de aceite, estos fluidos se presentan en distintos niveles, debido a la diferencia en sus densidades. El gas, el más ligero, ocupa la parte superior del yacimiento; el agua,

la parte inferior; y el aceite, la parte media. El gas a demás de presentarse como capa o en solución puede acumularse independientemente del aceite; si esto ocurre, se forma un yacimiento de gas. En muchos casos, agua salada y poco aceite se encuentran asociados con el gas. En un yacimiento de gas y condensados los hidrocarburos pueden existir como gas, pero cuando llegan a la superficie y se abate la presión algunos de los más pesados se condensan en líquidos.

Yacimiento, almacenamiento.

Es la parte de una formación o zona de almacenamiento que tiene una área limitada definida porosa, la cual puede ser utilizada para retener gas a una presión última establecida.

Capacidad final del yacimiento.

El volumen total de gas dentro de un yacimiento que ejerce una presión de 0 psia a la máxima o la última presión final manométrica (psi) en el yacimiento. Este debe incluir todo el gas nativo (recuperable e irrecuperable), gas colchón, y gas disponible o corriente.

Yacimiento de gas.

Yacimiento compuesto únicamente por fase gaseosa. Al producir el yacimiento, puede o no presentarse condensado en la superficie, dependiendo de la temperatura, presión y composición del gas en el yacimiento.

Yacimiento de gas y condensado.

Yacimiento compuesto únicamente por fase gaseosa y que produce condensados debido al fenómeno de condensación retrógrada.

Zona de almacenamiento o formación de almacenamiento.

Es el nombre de perforación, en donde se localizan los estratos en el planeta, en donde se localizará el yacimiento de almacenamiento.

Unidades

En el documento se utilizan las unidades del sistema ingles y del sistema internacional.

Sistema Ingles

MPC	10 ³ pies cúbicos	
MMPC	10 ⁶ pies cúbicos	
BPC	10 ⁹ pies cúbicos	
Un barril	42 galones	159 litros

Sistema Internacional

Mm ³ (n)	10 ⁶ m ³ normal
Gm ³ (n)	10 ⁹ m ³ normal
lm ³	6.3 barriles

Conversión

1 m ³	= 37 pies cúbicos
1000 MMPCD	= 10 Mm ³ (n)/año
1 barril de crudo	= 0.136 millones de toneladas.
1 Trillon de pies cúbicos	= 26 millones de toneladas de crudo equivalente.

Unidades de presión

1 atm	= 1.013 bar	
1 bar	= .987 atm	
1 Pa	= 10 ⁻⁵ bar	= 1 N/m ²
1 psi	= 6894 Pa	
14.22 psi	= kg/cm ²	
1 psi	= 0.06895 bar	

Unidades Monetarias

USD	= Dólares Americanos
-----	----------------------

APÉNDICE A

Resumen de los cálculos de gasto de extracción a partir del modelo Wellflow.

Factor de daño = -2.7

Gastos de producción en 1000 m³ (n)/día

	Presión en el yacimiento (bares)				
	300	250	200	150	100
k = 2 mD	197	146	95	48	11
k = 10 mD	966	714	469	243	55

Producción acumulativa por pozo en 100 días (Mm³ (n))

	Rango de presión del yacimiento P _{max} - P _{min} (bares)				
	300 - 150	300 - 100	250 - 150	250 - 100	200 - 100
k = 2 mD	197	146	95	48	11
k = 10 mD	966	714	469	243	55

Número de pozos para 1 Gm³ (n)

	Rango de presión del yacimiento P _{max} - P _{min} en bares				
	300 - 150	300 - 100	250 - 150	250 - 100	200 - 100
k = 2 mD	83	100	100	125	200
k = 10 mD	17	20	21	26	38

Volumen de gas colchón a reinyectar (Mm³ (n))

	Rango de presión del yacimiento P _{max} - P _{min} en bares				
	300 - 150	300 - 100	250 - 150	250 - 100	200 - 100
Vol. colchón	670	250	1000	340	500

k = Permeabilidad (miliDarcy).

APÉNDICE B

Costos para equipo superficial

Costos para compresores.

Tipo	Trenes	Costo 1.
ABB - GT 35 @ 22,000 HP Cooper - Rolls - Coberra 2556@ 21,000 HP	1	\$ 11,000,000
Nuovo Pignone - PGT10 @ 16,000 HP Solar - Mars @ 15,000 HP	2	\$ 8,500,000
EGT Tornaddo @ 8904 HP Solar Taurus 60 @ 6990 HP	3	\$ 4,500,000 - 5,500,000
Solar Centaur 50 @ 5815 HP EGT TBB5000 @ 5400 HP	4	\$ 3,500,000

Nota :

1. Costo por cada unidad

Costo para la tubería superficial

Diámetro de la tubería	Costo para 1000 m
6"	\$ 17,500
12"	\$ 30,000

Costo para el equipo de procesamiento

Descripción.	Tren de 150 MMPC/d	Tren de 75 MMPC/d
Separador	ANSI 600 Vertical: 6" * 12" t-t \$ 110,000	ANSI 600 Vertical: 4" * 8" t-t \$ 72,000
Recibidor de diablo	\$ 25,000	
Equipo de medición	\$ 36,000	

Deshidratadores

Descripción	Resultado ¹
Tren sencillo (150 MMPC/d)	78" ID @ \$140,000
Tren doble (75 MMPC/d)	54" ID @ \$268,000
Los cotos por unidad regeneradora 150 MMPC/d	Vendor Spec- \$ 4200/gpm B&R Spec- \$ 5300/gpm Strict Spec- \$ 6700/gpm
Los cotos por unidad regeneradora 75 MMPC/d	Vendor Spec -\$5760/gpm TEG B&R Spec -\$8,100/gpm Strict Spec -\$9,400/gpm TEG

Costos relativos de comparación para unidades de deshidratación.

	Sencillo 150 MMPC/d	Doble 57 MMPC/d	Sencillo 75 MMPC/d
Contactor TEG	\$ 436,000	\$ 523,200	\$ 267,600
Regeneración	\$ 121,000 - 190,000	\$ 139,000 - 249,000	\$ 69,500 - 124,800
Trampa de diablos	\$ 25,000	\$ 25,000	\$ 25,000
SUBTOTAL	\$ 582,000 - 651,000	\$ 687,200 - 797,000	\$ 389,200 - 430 k

Control

Las instalaciones de control se operarán desde otra instalación, por medio de control remoto, un sistema SCADA /PLC será necesarios para su control, entonces no es necesario un cuarto de control local. Dependiendo de los requerimientos específicos, el sistema SCADA junto con los PLC's tendrán un costo aproximado de 150,000.

"Proyecto para el almacenamiento subterráneo de gas natural en la República Mexicana"

Edificios, utilerías y otros.

Las instalaciones adicionales requeridas el almacenamiento incluyen:

Descripción	Costo
Área de seguridad	\$ 12,000
Edificios: Almacenamiento, mantenimiento, compresores	\$ 360,000
Drenajes: abierto & cerrado, Separador CPI	\$120,000
Quemadores	\$ 240,000 - \$ 600,000
Combustible de arrastre	\$ 60,000
Instrumentos para arrastre de aire	\$ 240,000
Preparación en el sitio	\$ 600,000
SUBTOTAL	\$ 1,632,000 - \$ 1,992,000

Debido a la incertidumbre del lugar específico y las instalaciones necesarias o los requerimientos exactos, los puntos anteriores deben ser estimados con mayor detalle durante el diseño definitivo; por lo tanto los costos pueden variar.

BIBLIOGRAFÍA

TECNICAS DE ANÁLISIS ECONÓMICOS PARA ADMINISTRADORES E INGENIEROS.

John R. Canada, Editorial Diana, México 1993.

UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS

M. R. Tek, Gulf Publishing Company, Houston Texas U S 1992.

PETROLEUM STORAGE PRINCIPLES

Alex Marx, PennWell Books, Calgary, Alberta, Canada 1987.

HANDBOOK OF PETROLEUM STORAGE PRINCIPLES

Alex Marx, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma 1983.

UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS

Roth, E.E, Engineers Handbook, Aga Publication, International 1965.

EMINENCE DOME - NATURAL GAS STORAGE IN SALT COMES OF AGE.

Allen, K. Journal of Petroleum Technology, Tulsa Oklahoma, 1972

UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS

Bond, D.C. Illinois State Geological Survey, Illinois Petroleum 1974.

CALCULATION OF THE LEAK LOCATION IN AN AQUIFER STORAGE FIELD

Burnett, P.G., Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE, US 1988.

PLANNING UNDERGROUND STORAGE IN CANADA

Charvonnier, R.P., Gas Age, Ontario Ca. 1981

SOME TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF UNDERGROUND GAS STORAGE.

Coats, K.H., Journal of Petroleum Technology, Tulsa 1976

SOME ASPECTS OF TWO - PHASE FLOW IN UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS

Colonna, M. et al., Society of Petroleum of Petroleum Engineers of AIME

PHYSICAL AND CHEMICAL ASPECTS OF UNDERGROUND STORAGE.

Densham, A. B. and Beale, P.A.A., Gas Journal, 1973

COORDINATING GAS SUPPLY, SALES AND STORAGE THROUGH THE USE OF A STORAGE FIELD HYSTERESIS MODEL.

Dereniewski, E. et al. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE No. 7163

UNDERGROUND STORAGE UNITS

Evans, B. M., Gas Journal (December, 1963)

DESIGN OF A STORAGE FIELD FOR A VARIABLE HOURLY MARKET

Farris, C.B. Society of Petroleum Engineers of AIME Paper No. SPE 2964 (1970)

GAS STORAGE IN SALT DOME CAVERNS

Oil and Gas Journal (February 1971)

A METHOD FOR PREDICTING FUTURE PRESSURE BEHAVIOR AND FOR DETERMINING PORE VOLUME OF GAS STORAGE RESERVOIRS

Glass, E.D. and Hessing, R.C. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE No 161, 1963

EARLY PLANNING FOR GAS STORAGE PAYS OFF - A CASE HISTORY OF KENTUCKY'S LARGEST GAS FIELD

Griffith, H. D. Jr. and Rinehart, R.D. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE No 3434, 1971

UNDERGROUND STORAGE OF GAS IN SALT CAVERNS

Haddenhorst, H., Paper presents at the American Gas Association, New Orleans, Louisiana May 1979

DEVELOPMENT OF DESIGN CRITERIA FOR SALT CAVITY STORAGE OF NATURAL GAS

Hardy, H. R. Jr., Fifth international Symposium on Salt Northern Ohio Geological Society

EXPERIMENTAL STUDY OF FORMATION BEHAVIOR IN UNDERGROUND STORAGE

Hamade, Y.T. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE No 7164, 1978.

DEVELOPMENT OF ACQUIFER GAS STORAGE FIELD WITH MINIMUM ENVIRONMENTAL IMPACT.

Henry, W. A. and Fix, F.F. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE No 5139, 1974

BASIC PETROLEUM DATA BOOK: PETROLEUM INDUSTRY STATISTICS.

American Petroleum institute May 1991

LOS ENERGETICOS Y EL DESARROLLO ECONÓMICO NACIONAL. MÉXICO 75 AÑOS DE REVOLUCIÓN, DESARROLLO ECONÓMICO II
Alcudia José Luis, Ed. Fondo de Cultura Económica. México 1988

EXAMÉN DE LA SITUACIÓN ECONÓMICA DE MÉXICO
Banamex Vol. LXVII, Num. 783 febrero de 1991.

DOCE AÑOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA, 1947-1958
Bermúdez, J. A. Ed. Comaval, México, 1960

LA ECONOMÍA MEXICANA: EVOLUCIÓN Y PROSPECTIVAS. ENSAYOS SOBRE LA MODERNIDAD NACIONAL.
Cavazos, Manuel (coordinador) Ed. Diana, México 1989.

ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL
Centeno, Roberto Ed. Tecnos, Madrid, 1974.

GLOSARIO INGLÉS - ESPAÑOL DE TÉRMINOS PETROLEROS
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., México, 1990

PETRÓLEO Y LUCHA DE CLASES EN MÉXICO 1864-1982.
Colmenares, Francisco, Ed. El Caballito. México 1989.

INFORME DE OPERACIÓN
Comisión Federal de Electricidad, diferentes años

PANORAMA GENERAL DEL GAS NATURAL Y SUS TECNOLOGÍAS EN EL SIGLO XXI
Hilt, Richard. Cuadernos sobre prospectiva energética, núm. 112, Programa de energéticos, El Colegio de México, México, 1987.

ENERGÉTICOS, DEMANDA REGIONAL, ANÁLISIS Y PROSPECTIVAS.
Instituto Mexicano del Petróleo México, 1977.

EL ABC DE LAS CUENTAS NACIONALES.
Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática.

ESTADÍSTICAS HISTÓRICAS DE MÉXICO
Tomo II México 1979

MÉXICO 2010. DE LA INDUSTRIA TARDÍA A LA REESTRUCTURACIÓN INDUSTRIAL
Villareal René, Ed. Diana México 1988
EN LA NUEVA ERA DEL PETRÓLEO. PROBLEMAS Y PROSPECTIVAS
Universidad Nacional Autónoma de México., México 1989

PRESENTE Y FUTURO DEL GAS NATURAL

Wionczek, Miguel y Serrato, Marcela, Cuaderno sobre Prospectiva Energética, Núm. 26, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1982

NATURAL GAS. PROSPECTS AND POLICIES

International Energy Agency Paris, 1991.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO 1970-1985

El colegio de México, México 1989.

COMITÉ DE GAS NATURAL. PROSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 1989-2000

Petróleos Mexicanos Julio de 1989.

LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

Serrato, Marcela. Cuaderno sobre prospectiva energética, núm. 29, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México 1981.

PROSPECTIVA DEL MERCADO DE GAS NATURAL 1996-2005

Secretaría de Energía México 1997

UNDERGROUND STORAGE AND SUBSURFACE SYSTEMS

Fenix & Scission PB-KBB Houston Texas 1997.

PROPOSAL -PREFEASIBILITY STUDY UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS.

HMA environmental IMP. FEB. 1997

IMP/PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN MÉXICO ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD INFORME FINAL

Stockage Gouterrain géostock, France 1997

THE IDENTIFICATION OF POTENTIAL UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE SITES IN MÉXICO

Draxco international , Inc. AbuDhabi, UAE 1997