

**ESTUDIO Y ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL ALMACENAMIENTO  
SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL**

**MARIA CRISTINA MATEUS RAMIREZ  
YOLANDA ORTIZ ACEVEDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**ESTUDIO Y ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL ALMACENAMIENTO  
SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**MARIA CRISTINA MATEUS RAMIREZ  
YOLANDA ORTIZ ACEVEDO**

**Director**

Julio César Pérez Angulo  
Ingeniero de Petróleos

**Co-director**

Zuly Himelda Calderón Trujillo  
Ingeniera de Petróleos, Ph.D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## *DEDICATORIA*

*A mi Dios del cielo quien ha sido el dador de los triunfos que he obtenido, por su inmenso amor, por compañía a lo largo del camino, en los momentos difíciles y las alegrías.*

*A mis padres **FLAMINIO MATEUS FANDIÑO Y MARIA CRISTINA RAMIREZ FRANCO**, quienes son el motor de mi vida, por quienes lucho día a día, quienes me impulsan para ser mejor, por su apoyo incondicional y su inmenso amor.*

*A mis hermanos, a mis sobrinos, a mis primos, a mis tíos y tías a mi abuela **MARIA DE JESUS FRANCO**, por su amor y apoyo.*

*A mi tía **ISBELIA RAMIREZ**, quien fue más que una amiga un soporte y un apoyo incondicional durante toda la carrera.*

**MARIA CRISTINA MATEUS RAMIREZ**

## *DEDICATORIA*

*A mi hija LAURA ALEJANDRA OCHOA ORTIZ, quien me da fortaleza y energía para alcanzar las metas y progresar continuamente.*

*A mis padres PABLO ORTIZ HERNANDEZ Y BLANCA MARIA ACEVEDO HERNANDEZ por su amor, dedicación y apoyo durante mi vida.*

*Al Ingeniero ORLANDO SERRANO PEDRAZA, por su continuo apoyo laboral e incondicional.*

*A mis hermanas, por su amor y apoyo.*

*A mis amigos y compañeros de clases, quienes me han brindado incondicionalmente soporte para el logro de mis metas*

**YOLANDA ORTIZ ACEVEDO**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

**Julio César Pérez Angulo**, Ingeniero de Petróleos y Director del proyecto, por sus aportes y orientación.

**Ph.D. Zuly Himelda Calderón Trujillo**, Ingeniera de Petróleos y Co-directora del proyecto, por su orientación y amistad brindada durante este tiempo.

La **Escuela de Ingeniería de Petróleos** de la Universidad Industrial de Santander y a toda su planta de profesores en la contribución a nuestro crecimiento profesional.

Los **compañeros de estudio** de la Escuela de Ingeniería de Petróleos con quienes nos apoyamos y ascendimos académicamente durante el transcurso del pregrado.

Nuestros amigos y familiares por su incondicional apoyo.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCION</b>	<b>21</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL</b>	<b>23</b>
<b>1.1 CONCEPTOS Y RESEÑA HISTÓRICA</b>	<b>23</b>
1.1.1 Conceptos y Reseña histórica	23
1.1.2 Objetivos del almacenamiento subterráneo de gas	25
1.1.3 Actores en la industria del gas natural	26
1.1.4 Reservas, demanda y oferta de gas natural en el mundo	27
1.1.5 Reservas, demanda y oferta de gas natural en Colombia	27
<b>1.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS</b>	<b>28</b>
1.2.1 Almacenamiento Subterráneo en Minas Abandonadas	29
1.2.2 Almacenamiento Subterráneo en cavernas rocosas	30
1.2.3 Almacenamiento Subterráneo en domos salinos	30
1.2.4 Almacenamiento en yacimientos depletados de petróleo y gas	32
1.2.5 Almacenamiento en acuíferos	33
1.2.6 Candidatos óptimos para el ASGN	34
<b>2. ANALISIS DE IMPLEMENTACIONES DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL REALIZADAS EN EL MUNDO.</b>	<b>35</b>
<b>2.1 EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS MUNDIAL DEL ASGN</b>	<b>35</b>
2.1.1 Evolución, tendencias y análisis de almacenamiento en EEUU	38
2.1.2 Análisis costo beneficio de almacenamiento en EEUU	40
2.1.3 Evolución, tendencias y análisis de almacenamiento en ESPAÑA	40
2.1.3.1 Yacimientos ASGN existentes en España	40
2.1.3.2 ASGN en desarrollo – YELA	42
2.1.4 Análisis costo beneficio para España	43

2.1.5 Evolución tendencia y análisis en Europa	45
2.1.6 Análisis costo-beneficio Europa	46
2.1.7 Evolución tendencia y análisis en América Latina	46
2.1.8 Relación costo beneficio implementaciones América Latina	48
2.2. Comparativos de los ASGN realizados en el mundo	48
<b>3. ESTUDIO TECNICO PARA EL ASGN</b>	<b>52</b>
3.1 ESTUDIO DE MERCADO DEL ASGN	52
3.1.1 Dinámica del negocio de ASGN	52
3.1.2 Análisis de la oferta y la demanda	53
3.1.3 Balance oferta y demanda para el ASGN	55
3.2 ANÁLISIS TÉCNICO PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE ASGN	55
3.2.1 Yacimientos Agotados	56
3.2.2 Análisis técnico en acuíferos	60
3.2.3 Estudio técnico en cavernas de sal	62
3.2.4 Estudio técnico en minas abandonadas.	63
<b>4. EVALUACION ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE ALMACENAMIENTOSUBTERRANEO DE GAS NATURAL.</b>	<b>64</b>
4.1 ESTUDIO ECONÓMICO PARA ASGN EN COLOMBIA	64
4.1.1 Tarifas	64
4.1.2 Aspectos económicos para ASGN	66
4.1.3 Aspectos económicos para ASGN en acuíferos	66
4.1.4 Aspectos económicos para ASGN en domos salinos	67
4.1.5 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL ASGN	68
4.2 ANALISIS ECONÓMICO PARA UN ASGN – CASO BASE	69
4.2.1 Modelo matemático del caso base para ASGN	70
4.2.2 Balance de materia de la planta de tratamiento	79
4.2.3 Bases del estudio económico	84

4.2.4 Obtención del costo de los equipos	86
4.2.5 Obtención del costo de los materiales y equipos menores	86
4.2.6 Obtención del costo de la construcción	87
4.2.7 Obtención del costo de la planta	87
4.2.8 Obtención de costos operativos	88
4.3 ESTIMACION DE COSTOS DEL CASO BASE DE ASGN	89
4.3.1 Costos de los pozos de inyección / producción	89
4.3.2 Cálculo de costos de materiales	90
4.3.3 Costos de perforación.	91
4.3.4 Costo de las instalaciones de superficie	93
4.3.5 Costos de diseño y dirección del proyecto	95
4.3.6. Costos de infraestructura	96
4.3.7 Costos operativos.	97
4.4 ESTRUCTURA GENERAL DE LOS FLUJOS DE CAJA	98
4.4.1 Financiación del proyecto.	98
4.4.2 Valor Presente Neto- VPN (Net Present Value method- NPV).	98
4.4.3 Tasa de Retorno – TIR (The Internal Rate of Return).	99
4.4.4 Período de recuperación de la inversión (PRI).	100
4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	103
4.5.1 Tasa de incremento anual de los costos operativos.	104
4.5.2 Tarifa de almacenamiento.	106
4.5.3 Precio de venta del condensado.	105
4.5.4 Inversiones de desarrollo	106
4.5.5 Pozos de desarrollo	107
4.6 ANALISIS DE RIESGOS	109
4.6.1 Periodo de recuperación	110
4.6.2 Desviación típica	110
4.6.3 Pérdidas	110
4.6.4 Valoración subjetiva.	111

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>112</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>115</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>117</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>120</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Reseña histórica del almacenamiento subterráneo de gas	24
Tabla 2. Almacenamientos efectuados en el mundo.	36
Tabla 3. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas Natural operativas en la actualidad y en Desarrollo en España	42
Tabla 4. Amortizaciones de costos en pozos subterráneos en España.	43
Tabla 5. Instalaciones de ASGN incluidas en la Planificación 2008-2016 en España	44
Tabla 6. Información técnica de yacimientos agotados para ASGN	59
Tabla 7. Aspectos económicos de ASGN en yacimientos depletados	66
Tabla 8. Aspectos económicos de ASGN en acuíferos	67
Tabla 9. Aspectos económicos de ASGN en domos salinos	67
Tabla 10. Datos de partida para Caso base de ASGN en yacimiento depletado	70
Tabla 11. Parámetros relacionados con las instalaciones de superficie	71
Tabla 12. Composición del gas caso base	71
Tabla 13. Datos estimados de producción de gas, agua y condensado.	72
Tabla 14. Parámetros de estudio para realizar balance de materia	80
Tabla 15. Costos estimativos para un proyecto de ASGN	84
Tabla 16. Bases del análisis económico	85
Tabla 17. Costos de los pozos de inyección /producción	89
Tabla 18. Costo estimativo de los materiales.	90
Tabla 19. Costo estimativo de perforación	91
Tabla 20. Costo de contingencias en perforación.	92
Tabla 21. Costos diseños y gestión de proyectos.	92
Tabla 22. Costos de instalaciones de superficie	92

Tabla 23. Costos de plantas de tratamiento	94
Tabla 24. Costos de fabricación de equipos y tuberías de las instalaciones de superficie	94
Tabla 25. Costos de construcción de la planta de tratamiento	95
Tabla 26. Costos de diseños y dirección del proyecto	96
Tabla 27. Costos de diseños y dirección del proyecto	96
Tabla 28. Costos de infraestructura	97
Tabla 29. Gastos generales	97
Tabla 30. Análisis económico para un proyecto de MM\$284 y con crédito bancario de 60% del valor total.	102

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Actores de la industria del gas natural.	26
Figura 2. Tipos de almacenamiento subterráneo de gas	28
Figura 3. Distribución de volúmenes de gas de trabajo por tipo de unidad de almacenamiento en el mundo.	29
Figura 4. Domo salino	31
Figura 5. Estructura general de acuíferos	33
Figura 6. Análisis de candidatos para ASGN en Colombia	34
Figura 7. Distribución según tipos de ASGN utilizados en el mundo.	37
Figura 8. Volumen de almacenamiento de gas en Estados Unidos.	38
Figura 9. Evolución del ASGN en cavernas salinas	39
Figura 10. ASGN Estadounidense en cavernas no salinas- Total (MMcf)	39
Figura 11. Almacenamiento subterráneo de gas en España	41
Figura 12. Planificación 2008-2016 ASGN – Extracción	44
Figura 13. Planificación 2008-2016 ASGN – Volumen operativo	45
Figura 14. Consumo de gas en los países de América Latina.	47
Figura 15. Comparativo de ASGN en el mundo	49
Figura 16. Costos de ASGN por escenario	50
Figura 17. Impacto del ASGN sobre el GNL.	51
Figura 18. Perspectivas de combustible para el año 2030 (Mtoe)	53
Figura 19. Distribución de reservas probadas en Colombia a 2009.	54
Figura 20. Factores a considerar en el análisis técnico para ASGN	56
Figura 21. Estudio técnico de yacimientos depletados candidatos a ASGN	57

Figura 22. Pasos del estudio técnico en yacimientos depletados para ASGN	58
Figura 23. Elementos básicos de un acuífero para ASGN	62
Figura 24. Esquema de una caverna de sal adecuada como unidad ASGN	63
Figura 25. Elementos a evaluar en costos de implementación del ASGN	68
Figura 26. Predicciones de flujo de agua	73
Figura 27. Predicciones de Inyección de gas.	74
Figura 28. Predicciones de producción de gas.	74
Figura 29. Predicciones de producción condensados en la fase explotación	75
Figura 30. Predicciones de producción tasa de agua	76
Figura 31. Predicciones de la densidad del gas producido	77
Figura 32. Predicciones de la presión en el manifold.	78
Figura 33. Predicciones de presión del yacimiento.	79
Figura 34. Cálculo gráfico de la tasa interna de retorno	99
Figura 35. Análisis de Sensibilidades VPN/ Inflación Costos Operativos	104
Figura 36. Análisis de Sensibilidades VPN/ Tarifa de almacenamiento	105
Figura 37. Análisis de Sensibilidades VPN/ Precio de venta condensado	106
Figura 38 Análisis de Sensibilidades VPN/ Costo de las instalaciones	107
Figura 39 Análisis de Sensibilidades VPN/ Costo de los pozos	107
Figura 40 Análisis de Sensibilidades TIR/ Pozos de perforación	108

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Análisis reservas, oferta y demanda del gas natural en el mundo.	120
Anexo B. Análisis de reservas, oferta y demanda del gas natural en Colombia	128
Anexo C. Análisis de las instalaciones y selección del tipo de ASGN	134
Anexo D. Ayuda multimedia: Contenido documental sobre análisis técnico y económico del ASGN	150

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO Y ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL <sup>1</sup>**

**AUTORES: YOLANDA ORTIZ ACEVEDO<sup>2</sup>  
MARIA CRISTINA MATEUS RAMIREZ**

**PALABRAS CLAVES:** Almacenamiento subterráneo de gas natural, análisis técnico económico, campos de gas o de petróleo depletados, domos salinos

Este proyecto se enfoca en la realización de un estudio teórico y técnico de las diferentes implementaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural, existentes en el mundo, que sirvan como base para la realización e implementación de esta técnica en Colombia, en diferentes escenarios de depósito como domos salinos y yacimientos depletados.

Al realizar el estudio técnico y económico, se obtuvo una ayuda multimedia que permita tomar la decisión para saber qué escenario de depósito es más conveniente utilizar, así como la documentación teórica necesaria para la implementación de la técnica, basados en los comparativos de proyectos ya realizados mundialmente y en los comparativos para diferentes escenarios. Con los resultados obtenidos del estudio, se podrán crear relaciones de beneficio costo tanto en el ámbito económico y financiero, toda vez que a futuro una de las opciones más viables para el abastecimiento de la energía es la explotación y utilización, en mayor forma, del gas natural, en países donde esa práctica aun no es tan usada.

El proyecto fue enfocado hacia el caso Colombia, con la finalidad de obtener soluciones para futuros abastecimientos de gas natural en el evento de la realización de importaciones, buscando conseguir almacenamientos subterráneos para suplir la demanda existente.

---

<sup>1</sup>Trabajo de Grado en Modalidad de Trabajo de Investigación.

<sup>2</sup>Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Julio César Pérez Angulo (Director). Ph.D. Ing. Zully Himelda Calderón Trujillo.

## ABSTRACT

### **TITLE: STUDY AND TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS FOR UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE<sup>3</sup>**

**Authors: YOLANDA ORTIZ ACEVEDO  
MARIA CRISTINA MATEUS RAMIREZ<sup>4</sup>**

**KEYWORDS:** Underground storage of natural gas, technical and economic analysis, camps depleted gas or oil, saline domes

This project is focused on the realization of a theoretical and technical study of different implementations of underground storage of natural gas, that exist in the world, that serve as a base for the realization and implementation of this technique in Colombia, in different stages of deposit as saline domes and depleted reservoirs.

When we realized the technical and economic study, we obtained a multimedia support that lets to take the decision to know what stage of deposit is more convenient to use, as well as theoretical documentation necessary for the implementation of the technique, based on the Comparative ones of existed projects worldwide and in the comparative ones to different stages. With the results obtained from the study, we could create beneficial cost relationships, as in economic and financial future whenever one of the most viable options for the supply of energy is the exploitation and utilization, in a bigger form, of the natural gas in countries where that practice even that is not so marked.

The project was focused on the Colombia case, in order to obtain solutions for future natural gas supplies in the event of the completion of imports, looking to get underground storage to meet demand.

---

<sup>3</sup>Degree working the modality in research work.

<sup>4</sup>Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Engineer. Julio César Pérez Angulo (Director). Ph.D. Engineer. Zully Himelda Calderon Trujillo

## INTRODUCCIÓN

En la última década, la participación del gas natural en las necesidades mundiales de energía primaria ha aumentado en forma constante; esta tendencia se deriva de la penetración del gas natural en los sectores industrial, residencial y comercial, alcanzando la cifra del 35% del consumo total a nivel mundial. Varias razones son las que han permitido el incremento del consumo mundial de gas, entre otras: Precios fluctuantes del petróleo, incremento de la población, fenómenos naturales que modifican el clima, disminución de las reservas de petróleo, entre otros.

La industria petrolera a través del tiempo, ha prestado mayor interés por la producción del gas natural, para satisfacer la demanda actual y para provisiones en épocas donde su uso es más elevado. Actualmente, se han desarrollado nuevas tecnologías para satisfacer esa demanda fluctuante de gas natural, previendo almacenamiento a través de diferentes medios, como domos salinos, yacimientos depletados, acuíferos y construcción de pozos.

En países donde no es inmediata la utilización del gas, se han implementado diferentes formas de almacenamiento en superficie e incluso en forma subterránea. Esta modalidad de almacenamiento subterráneo es benéfica en forma estacional, debiendo utilizar el gas para el enfriamiento y/o calentamiento, respectivamente. Ahora, en Colombia esta práctica también podría ser benéfica, aunque no existan estaciones, podría ser útil en el evento que exista un aumento de la producción de gas o en el evento que exista un superávit de demanda, que requiera un almacenamiento extra.

En el presente trabajo, se hace un análisis integral, realizando un estudio técnico y económico de las diferentes formas de almacenamiento subterráneo de gas

natural en el mundo, que sirvan como base para la realización e implementación de esta técnica en Colombia. Finalmente, se realiza una ayuda multimedia, que permita tomar la decisión para saber que escenario de depósito es más conveniente utilizar, así como la documentación teórica necesaria para la implementación de la técnica, basados en los comparativos de proyectos ya realizados mundialmente y en los comparativos para diferentes escenarios.

La metodología utilizada se basó principalmente en la investigación documental y teórica, tomando la información de implementaciones realizadas a nivel mundial; posteriormente efectuando un análisis técnico-económico a los hallazgos encontrados y finalmente la realización de la ayuda multimedia, útil para futuros interesados en el tema.

Este trabajo está dividido en cuatro capítulos, que contienen desde la fundamentación teórica del almacenamiento subterráneo de gas natural, escenarios de depósito, análisis técnico y análisis económico.

En el capítulo 1, se especifican los principios, generalidades y tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural. En el capítulo 2, se efectúan los comparativos de implementaciones de almacenamiento subterráneo de gas y resultados obtenidos en diferentes países. En el capítulo 3, se efectúa el estudio técnico para la implementación en diferentes escenarios de depósito. Finalmente, en el capítulo 4, se efectúa un análisis económico a un caso base de yacimiento depletado.

# 1. GENERALIDADES Y TIPOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL

## 1.1 CONCEPTOS Y RESEÑA HISTÓRICA

**1.1.1 Reseña Histórica.** Los almacenes subterráneos de gas natural (ASGN), son depósitos naturales o minados que permiten acumular volúmenes excedentes de la producción de gas, en épocas de bajo consumo, para ser utilizados en períodos de alta demanda. Consiste en la inyección de grandes cantidades de gas no nativo en estructuras geológicas subterráneas.

El origen de esta técnica se desarrolló en países donde predominan las estaciones, ya que en los períodos de invierno se hace necesaria la calefacción de ambientes con hornos alimentados a gas, o en épocas de verano incrementa la utilización de equipos de aire acondicionado. Incluso, la demanda energética de gas, en los países con estaciones, varía a lo largo de un período de 24 horas, notándose un aumento durante el día y un descenso en la noche; por tanto, en esos picos la demanda aumenta significativamente y los precios fluctúan, debiendo las empresas proveedoras mantener una existencia permanente del producto.

Para poder mantener la existencia de gas requerida, puede construirse sistemas de almacenamiento subterráneo en formaciones salinas, rocas porosas, y minas abandonadas. Dentro de los sistemas de rocas porosas se pueden considerar los yacimientos de hidrocarburos agotados o acuíferos.

**Historia del almacenamiento subterráneo de gas:** En la tabla 1 se muestra los principales eventos de la historia relacionados con el almacenamiento subterráneo de gas natural.

**Tabla 1. Reseña histórica del almacenamiento subterráneo de gas**

<b>Período</b>	<b>Evento</b>
Principios siglo XX	Se utilizó en Estados Unidos y Canadá los yacimientos depletados como opción de almacenamiento
Año 1915	Se almacenó por primera vez en forma subterránea en Welland County, Ontario, Canadá, en un campo depletado.
Año 1916	El campo Zoar, en Nueva York, entró en operación como sitio de almacenamiento, a través de la compañía Iroquois Gas Company.
Año 1930	Había en operación nueve yacimientos de almacenamiento en diferentes estados de Estados Unidos.
Año 1946	Se desarrolló el primer almacenamiento en acuífero en el campo Doe Rum en Kentucky Estados Unidos)
Año 1950	Se almacenó por primera vez líquidos de gas natural por el método de disolución local de una cavidad en el yacimiento Keystone, Texas, EUA.
Año 1961	Se desarrolló la primera cavidad excavada en sal para guardar gas en Michigan (Estados Unidos), con una capacidad de 341 MPC (Mega 10 <sup>6</sup> Pies cúbicos de gas natural)
Año 1975	Existían 52 proyectos de acuíferos almacenadores en Estados Unidos con una capacidad total de 1.6 GPC (Giga Pies Cúbicos de gas)
Año 1976-2010	La técnica de almacenamiento subterráneo de gas se ha extendido a muchos países como Rusia, Ucrania, Alemania, Italia, Canadá, Francia, Holanda, Uzbekistan, Kazakhstand, Hungría, Reino Unido, República Checa, Austria, Eslovaquia, España, Polonia, Rumania, Japón, Azarbaijan, Australia, Dinamarca, Belorusia, Bélgica, China, Bulgaria, Croacia, Argentina, Irlanda, Kyrgyzstan, entre otros

**Fuente: Los autores**

La dinámica industrial del gas natural enmarca una serie de negocios financieros que deben ser evaluados por las empresas que suministran los diferentes servicios en la cadena del gas. Actualmente, las empresas de servicios públicos que queman gas deben comprar suministros para sus centrales de energía. Los contratos con proveedores de gas a largo plazo garantizan a los usuarios una entrega básica, pero el incremento de la demanda estacional requiere compras adicionales a precios de contado. Entonces, cuando la demanda es baja, las empresas de servicios públicos venden el exceso de gas en el mercado de disponibilidad inmediata o lo almacenan, si se puede. Los proveedores de gas generalmente suscriben contratos de “compra firme” con exportadores de gas, compañías de exploración y producción de petróleo y gas; estos contratos requieren que los compradores paguen un volumen de gas acordado, exista o no demanda.

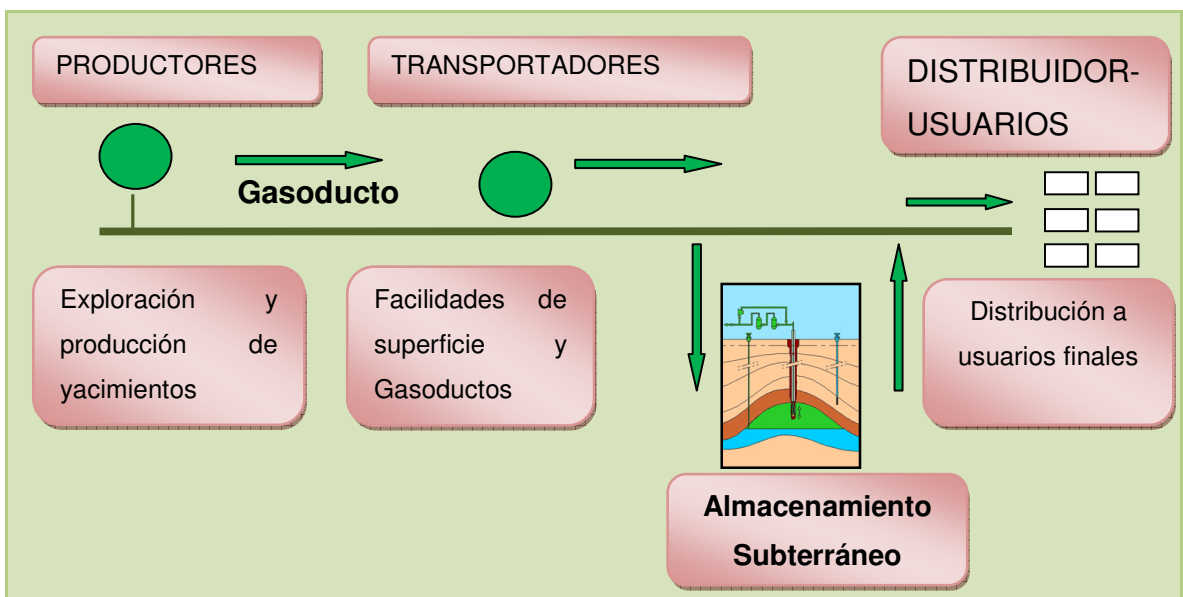
**1.1.2 Objetivos del almacenamiento subterráneo de gas natural.** Algunas de las razones para la utilización del almacenamiento de gas natural son:

- Aprovechamiento de las facilidades de superficie y los depósitos ya existentes como los yacimientos depletados, para la reducción de costos en el almacenamiento.
- Almacenamiento estratégico
- Manejo de picos de demanda
- Cubrir la demanda fluctuante de gas natural en períodos invernales y/o en verano, en países donde existen las estaciones
- Eficiencia en el servicio por parte de las empresas distribuidoras de gas
- Eliminar las restricciones temporales originadas por inconvenientes operacionales o naturales, como los fenómenos del niño.
- Compensación de cargas de los gasoductos y en la reducción de picos

- Lograr un equilibrio en el caudal del gas entre los sistemas de producción, transmisión, almacenamiento y distribución local, logrando el equilibrio de oferta y demanda del gas natural durante todas las épocas del año.

**1.1.3 Actores en la Industria del Gas Natural.** El almacenamiento subterráneo de gas natural juega un papel importante en la cadena del gas natural, toda vez que crea un equilibrio entre la oferta y la demanda, y permite la normatización de precios al consumidor y la calidad en el servicio, evitando posibles cortes emanados por una insuficiencia en la producción o un incremento en la demanda. En la figura 1 se puede visualizar los actores de la industria de gas natural.

**Figura 1. Actores de la industria del gas natural.**



**Fuente: Los autores**

El almacenamiento representa una parte vital de la cadena del gas, que vincula las actividades de gas en el sector *upstream*, tales como exploración y producción, con la actividad de distribución que corresponde al sector de *downstream*, para llegar finalmente a los consumidores. Las compañías de almacenamiento de gas

proveen centros de distribución de gas conectados a las líneas de conducción múltiples para diversas compañías de abastecimiento y distribución de gas.

#### **1.1.4 Reservas, oferta y demanda de gas natural en el mundo.**<sup>5</sup>

Para la planeación de un proyecto de almacenamiento subterráneos de gas natural, deben tenerse en cuenta dos factores críticos y esenciales que de ser alcanzados y comprobar su viabilidad, pueden hacer realidad el proyecto, al permitir financiar el capital necesario por parte de la empresa que efectúe el montaje el proyecto y de los entes escogidos para financiar las inversiones.

Estos dos factores deben estar relacionados directamente entre sí. El primero de ellos tiene que ver con la búsqueda y viabilidad del negocio de compra-venta del gas natural que va a ser utilizado para el almacenamiento, con un mercado que garantice la posterior venta del mismo en un período razonable. Por tanto, se hace necesario asegurar las reservas de gas natural necesarias y que no estén comprometidas con la demanda interna. Por esta razón, se hace necesario un análisis del comportamiento de las reservas existentes y de las fluctuaciones de la demanda, para poder determinar la viabilidad del almacenamiento.

#### **1.1.5 Reservas, oferta y demanda de gas natural en Colombia.**<sup>6</sup>

Durante la última década Colombia ha presentado un incremento en su producción debido a nuevos descubrimientos; para el período 2008-2009 se presentó un incremento del 14% en su producción, pero se encuentra limitada por baja infraestructura de transporte. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Colombia presentará un declive en sus reservas de gas a partir del año 2013, y ya en el 2019 la producción será muy limitada, creándose la necesidad de efectuar un abastecimiento externo, representado principalmente en importaciones.

---

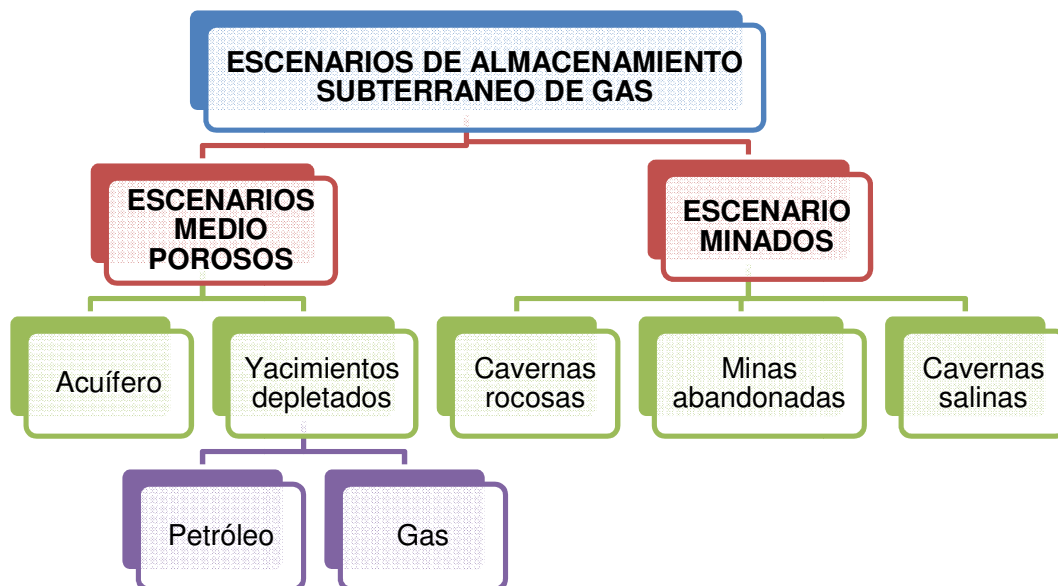
<sup>5</sup>Ver Anexo A. Análisis detallado de las reservas, oferta y demanda del gas natural en el mundo.

<sup>6</sup>Ver Anexo B. Análisis detallado de las reservas, oferta y demanda del gas natural Colombia.

## 1. 2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL.<sup>7</sup>

Gran parte del almacenamiento subterráneo de gas natural se realiza en sistemas de rocas porosas, yacimientos de petróleo y gas agotados, acuíferos y las instalaciones tipo caverna, principalmente los domos salinos. En el figura 2, se muestra los principales tipos de escenarios utilizados para almacenamiento de gas natural.

Figura 2. Tipos de almacenamiento subterráneo de gas



Fuente: Los autores

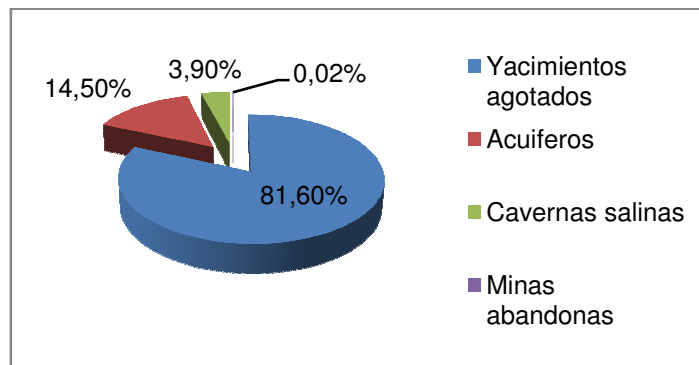
En general, cada tipo de unidad de almacenamiento de gas natural tiene sus propias características físicas, tales como porosidad y permeabilidad, y económicas como el sitio, costos de adecuación de la facilidad, mantenimiento, tasas de inyección y de producción, número de ciclos por año. Según las características geológicas se selecciona la estructura geológica más adecuada.

<sup>7</sup>Ver anexo C. Análisis detallado de los escenarios de depósito existentes.

Normalmente los yacimientos agotados son los mejores candidatos, debido al conocimiento que se tiene de la estructura geológica y fluidos almacenados en la misma, así como por las facilidades disponibles en superficie para el transporte y manejo de fluidos.

La figura 3 muestra la distribución de gas de trabajo por tipo de unidad de almacenamiento usados en el mundo. Allí se puede observar que alrededor del 81% del gas de trabajo usado como soporte de los sistemas de gasoductos en el mundo corresponden a yacimientos agotados. Un 14,5 % corresponde a acuíferos debido a su cercanía en términos geológicos a los yacimientos agotados. El gas de trabajo proveniente de cavernas de sal corresponde a un 3,9 % del total caracterizadas por altas tasas de producción y al mayor número de ciclos por año cuando es comparada con las otras dos alternativas, finalmente un 0,02 % corresponde a minas abandonadas

**Figura 3. Distribución de volúmenes de gas de trabajo por tipo de unidad de almacenamiento en el mundo**



**FUENTE:** Correa T, Castellón E. “Almacenamiento de Gas natural” Revista *Tecnológicas* No. 21, diciembre de 2008. Pág. 152

**1.2.1 Almacenamiento en minas abandonadas.** Algunas minas abandonadas han sido utilizadas para el almacenamiento subterráneo de gas natural, específicamente en EE.UU. (1), Bélgica (1), Alemania (1), Francia (1) y Bélgica

(1) han sido usadas como unidades de almacenamiento subterráneas de gas natural.

**1.2.2 Almacenamiento en cavernas rocosas.** Una cavidad excavada en la roca es una obra subterránea compuesta de una o de varias galerías subterráneas excavadas en un macizo rocoso. Las instalaciones en rocas porosas son aptas para el almacenamiento de gas y de reservas estratégicas.

Actualmente se están desarrollando en Suecia cavernas rocosas para almacenar gas natural, a presión elevada, debido a que no se posee de otras posibilidades para almacenar gas. Este tipo de almacenamiento presenta varias desventajas que deben considerarse, para tomar la decisión de su implementar la técnica o descartarla, a saber:

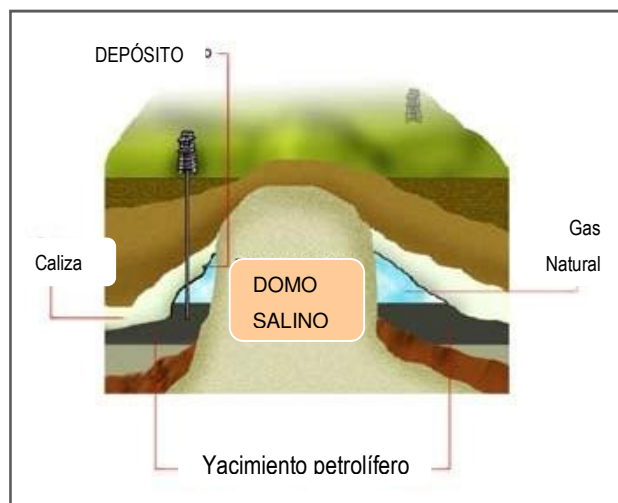
- Volúmenes limitados de gas de servicio
- Costos de inversión altos comparados con otros tipos de almacenamiento, principalmente los almacenamientos de gas convencionales.
- Posible limitación de la presión por razones geológicas.

**1.2.3 Domos salinos y/o cavernas salinas.** Los domos salinos son las estructuras geológicas que se forman cuando las capas de espesor evaporitas, rocas que se formaron por la evaporación de las masas de aguas superficiales que contienen sales en solución, son enterrados por los sedimentos más recientes, y luego se mueve hacia arriba. La menor densidad de la sal y su plasticidad y alta temperatura aumenta, significa que tiende a subir en las capas de la densidad de la roca también aumentó como resultado de la diferencia de presión siempre actúan dentro de la tierra. El movimiento ascendente de las capas de agua subterránea salina, capas resistentes por encima de ella, y el punto de contacto entre la cúpula e impermeable capas sedimentarias se forman "trampas de sedimentos", las bolsas secas, donde se puede acumular petróleo y gas

natural. Las minas de sal, puede tomar varias formas: cilíndrica, hongos o más irregulares y complejos. Un domo de sal suele tener diferentes propiedades físicas de las rocas circundantes, se caracteriza, en comparación con los estratos circundantes, por una mayor velocidad sísmica (la velocidad con que las ondas sísmicas se propagan en ellos), baja densidad, susceptibilidad magnética negativa (el magnetismo intrínseco de la roca, vinculada al contenido de minerales ferromagnéticos), alta resistencia.

La sal tiene diversas propiedades que la hacen perfecta para el almacenamiento de gas. Posee resistencia moderadamente alta y fluye plásticamente, sellando fracturas evitando fugas. Sus valores de porosidad y permeabilidad respecto de los hidrocarburos líquidos y gaseosos se acercan a cero, por tanto el gas almacenado no puede escapar la resistividad es una propiedad de los materiales: también conocida como la resistencia eléctrica específica. La resistividad de una formación geológica es una función de su compactación y por lo tanto la cantidad y composición del agua contenida en los intersticios. De ahí el alto valor de resistencia. En la figura 4 se visualiza la formación de un domo salino.

**Figura 4. Domo salino**



**FUENTE: El futuro del petróleo en Colombia. Disponible en internet: [http://laotraopinion.net/images/petroleo\\_domo.jpg?462](http://laotraopinion.net/images/petroleo_domo.jpg?462)**

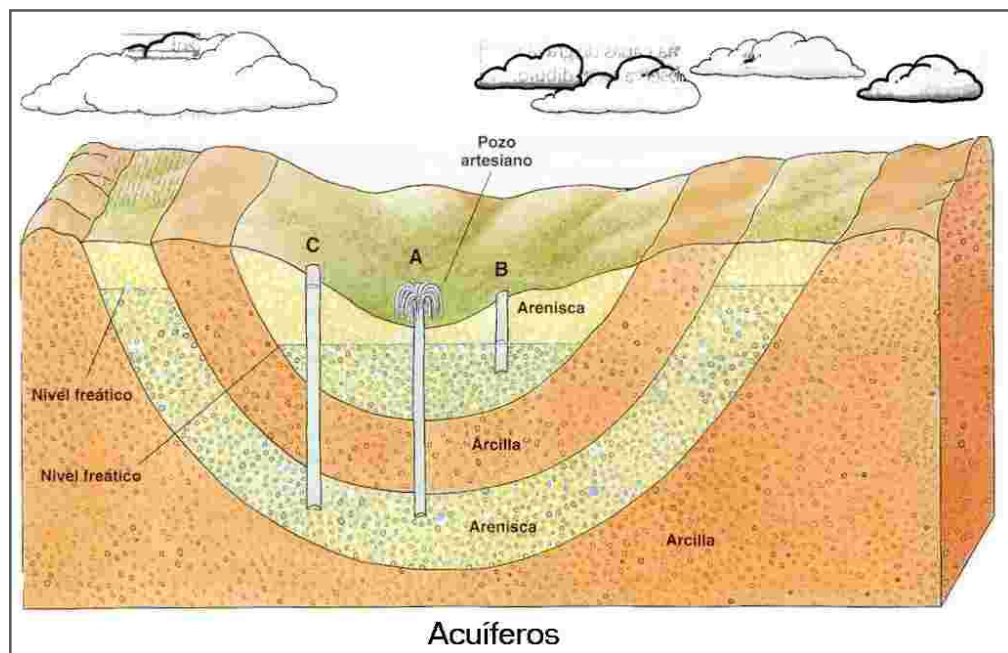
**1.2.4 Almacenamiento en yacimientos depletados.** La mayoría de las instalaciones de almacenamiento de gas se crean en las rocas porosas de yacimientos de gas agotados, que han estado en operación durante varias décadas. Es menos costoso desarrollar yacimientos agotados que otros tipos de instalaciones, porque los pozos de drenaje y las cañerías de recolección existentes pueden convertirse para su utilización con fines de almacenamiento de gas.

El almacenamiento de este tipo viene determinado por el número de pozos de inyección/producción, por la capacidad de producción de los mismos y por el volumen de almacenamiento (porosidad). Los factores que determinan si un yacimiento agotado puede ser usado como unidad de almacén de gas dependen de la geología y la geografía. Geológicamente la roca debe tener una porosidad y una permeabilidad que garanticen una capacidad de almacenamiento y de producción acorde con los requerimientos de diseño y operación. Geográficamente, éste debe estar situado cerca de las grandes regiones consumidoras de gas natural para facilitar el suministro rápido, una vez éste sea requerido. En general, para este tipo de yacimiento, el gas base es alrededor de un 50%, el periodo de inyección está entre 200 a 250 días y el periodo de producción fluctúa entre 100 y 150 días. En países de estaciones, generalmente es usado para suplir la sobre-demanda en las estaciones de invierno.

Debe considerarse que generalmente los yacimientos depletados ya tienen un colchón base de gas, necesario para la operación de almacenamiento, reduciendo así costos. Para calcular la capacidad de la estructura para almacenar el gas se puede utilizar la geología y los parámetros del yacimiento como porosidad, permeabilidad, mecánica de fluidos entre los espacios porosos y estanqueidad del yacimiento.

**1.2.5 Almacenamiento en acuíferos.** El almacenamiento de gas natural, en acuíferos, se basa en los mismos requisitos geológicos que en el caso de almacenamientos de yacimientos de gas y petróleo depletados, debe considerarse que al inicio del proyecto, la geología y los parámetros de la formación son bastante desconocidos y el yacimiento está parcial o totalmente lleno de agua. Se hace necesaria la realización de estudios exploratorios, para definir la capacidad de la estructura y el comportamiento del agua del acuífero durante la vida del almacén. Debe considerarse igualmente, la formación de cierre supra yacente, la presión umbral y las fallas que corten la estructura. En la figura 5 se muestra la estructura de un acuífero, la cual debe considerarse al hacer los estudios necesarios para la iniciación del proyecto de almacenamiento.

**Figura 5. Estructura general de acuíferos**



Fuente: Tipos de acuíferos y estructuras asociadas. Disponible en internet: [http://www.educa.madrid.org/.../geomorfo\\_18.htm](http://www.educa.madrid.org/.../geomorfo_18.htm)

**1.2.6 Candidatos óptimos para el ASGN.**<sup>8</sup> De acuerdo a los criterios expuestos para la selección de escenarios, no sería viable realizarlo en acuíferos por el desconocimiento de información a profundidades óptimas para el almacén, y domos salinos por su escasa existencia en el país y las profundidades someras. En resumen, es viable la aplicación de la técnica de ASGN en yacimientos depletados; en la figura 6 se puede visualizar el análisis general realizado para seleccionar un escenario de almacenamiento de gas natural.

**Figura 6. Análisis de candidatos para almacenamiento de gas natural en Colombia**



**Fuente: Los autores.**

<sup>8</sup> Ver Anexo C. Análisis detallado de los escenarios de depósito.

## **2. ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIONES DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS DE GAS NATURAL (ASGN) REALIZADOS EN EL MUNDO**

### **2.1 EVOLUCIÓN Y ANÁLISIS A NIVEL MUNDIAL DE LOS ASGN.**

Por razones técnicas, económicas y geológicas, los almacenamientos de gas sólo pueden efectuarse bajo tierra. Al respecto, los ASGN deben gestarse teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento, de inyección y producción del gas almacenado. Las oscilaciones de los consumos máximos y mínimos de gas, a nivel mundial son cada vez mayor, debido a una serie de consideraciones cambiantes actualmente, a saber: Variaciones de temperatura, consumos de gas descompensados entre una época de invierno y una de verano, incrementos de consumo en el sector privado e industria entre otros.

A finales de la última década, existían en el mundo más de 630 almacenamientos subterráneos de gas natural, de acuerdo a clasificación de la según Tabla 2. Esa información a corte de Octubre de 2009, se presenta para realizar un comparativo actualizado, en los subcapítulos subsiguientes, con la finalidad de mostrar el gran incremento que se ha logrado en el ASGN.

El consumo de gas almacenado se ha triplicado en los últimos 30 años. Para el 2015, se prevé una demanda de gas natural en el mundo de  $3.400 \cdot 10^9$  metros cúbicos, representando el 25% de la energía demandada en el mundo. Para seguir manteniendo el mismo porcentaje de gas almacenado, la capacidad de almacenamiento subterráneo debería incrementarse hasta  $400 \cdot 10^9$  metros cúbicos.

**Tabla 2. Almacenamientos efectuados en el mundo.**

<b>ASGN INSTALADOS EN EL MUNDO</b>		
<b>NACION</b>	<b>Números. ASGN INSTALADOS</b>	<b>CAPACIDAD VOLUMEN DE GAS (10<sup>6</sup>M<sup>3</sup>)</b>
Estados Unidos	389	110674
Rusia	22	95561
Ucrania	13	31880
Alemania	46	20315
Italia	11	16755
Canadá	52	16413
Francia	15	11913
Países Bajos	3	5000
Uzbekistán	3	4600
Kazakhanstan	3	4203
Austria	6	4184
Hungría	5	3720
Reino Unido	6	3700
República Checa	8	3073
Rumania	6	2760
Eslovaquia	2	2720
Letonia	1	2300
Polonia	6	1660
Turquía	2	1600
España	2	1459
Azerbaijan	2	1350
Australia	4	1134
China	6	1140
Dinamarca	2	820
Bielorrusia	2	750
Croacia	1	558
Bélgica	1	550
Japón	4	550
Bulgaria	1	500
Irlanda	1	210
Portugal	1	150
Armenia	1	110
Argentina	1	100
Kirguistán	1	60
Suecia	1	9
	<b>630</b>	<b>352.481</b>

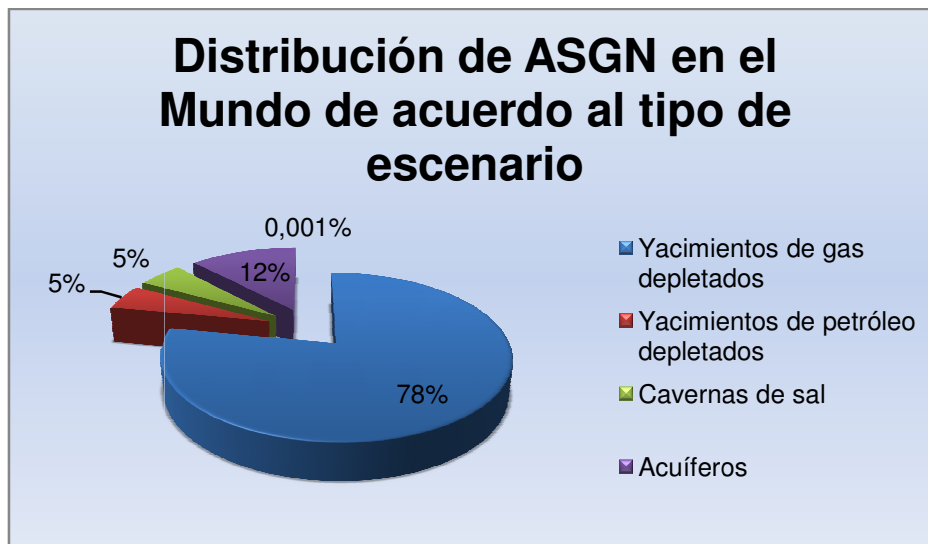
**Fuente: H. Brauner, E. Wicquart. 24<sup>a</sup>. Conferencia Mundial del Gas. Informe de Trabajo de Trienio 2006-2009. USG Base de Datos. Octubre de 2009. Argentina.**

El mercado del gas ha experimentado y seguirá incrementado en el mundo. Para un aumento anual del 2% en el suministro mundial de energía para los próximos años, el gas natural participará con un 29% en el año 2020. Una buena opción que

permita el abastecimiento global es el ASGN, para aprovechar el excedente de producción actual y evitar las fluctuaciones de precios hacia el año 2030.

La mayoría (el 83%) de los almacenamientos de los almacenamientos subterráneos de gas en el mundo son antiguos yacimientos de hidrocarburos agotados, le sigue en número los almacenamientos en acuíferos con un 12%. En torno a un 5% de los almacenamientos en el mundo son en cavidades salinas y menos del 1% corresponden a minas abandonadas. Tal situación se puede visualizar en la Figura 7. Así, la capacidad total de España es de almacenamiento es de 2.16 bcm (billones de metros cúbicos), lo que representa un 6% aproximadamente del consumo anual. Alemania tiene el 22%, Francia el 20%, Italia el 20%. El Reino Unido almacena el 3.5% de su consumo anual<sup>9</sup>.

**Figura 7. Distribución según tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural utilizados en el mundo.**



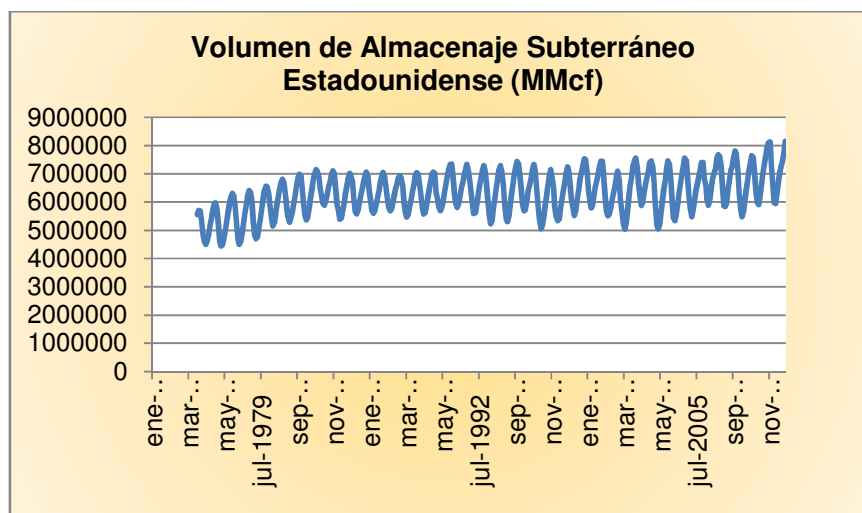
**Fuente: H. Brauner, E. Wicquart. 24ª. Conferencia Mundial del Gas. Informe de Trabajo de Trienio 2006-2009. USG Base de Datos. Octubre de 2009. Argentina.**

<sup>9</sup> FUENTE: GAS NATURAL ARGENTINA. <http://portal.gasnatural.com/servlet/BlobServe>

**2.1.1 Evolución, tendencia, y análisis en Estados Unidos.**<sup>10</sup> De acuerdo con la información U.S Energy Information Administration, dependencia de estadísticas y análisis se comprueba que ha existido una relación inestable entre el volumen de almacenamiento disponible y la demanda de gas. La proporción entre el gas consumido y la capacidad de almacenamiento fue del 12% en el año 2009.

En la figura 8, se visualiza la evolución que ha presentado Estados Unidos del ASGN se ha duplicado desde el año 1971 al año 2009, y la tendencia es que al año 2011 la capacidad de almacenamiento estimada es de  $140 \times 10^9$  metros cúbicos. La información corresponde a escenarios de yacimientos depletados y cavernas salinas. En las figuras 9 y 10, se visualizan la evolución de los almacenamientos subterráneos de sal y cavernas no salinas, respectivamente, hasta el año 2010.

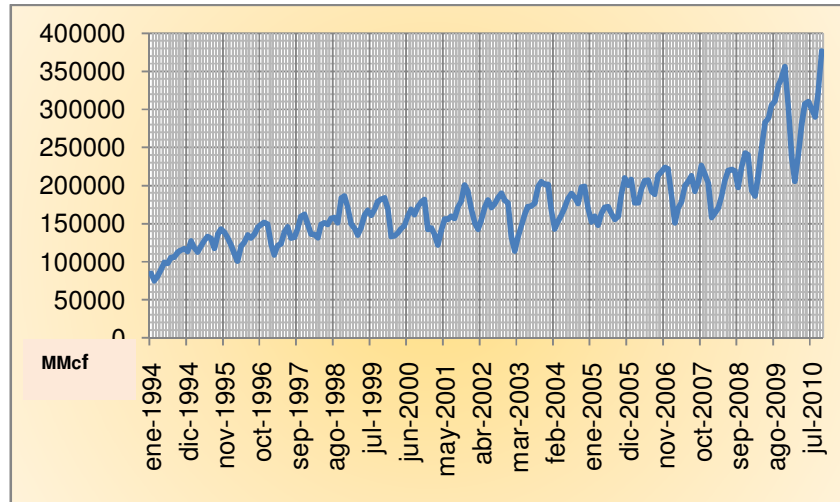
**Figura 8. Volumen de almacenamiento de gas en Estados Unidos.**



**Fuente: Energy Information Administration. Independent Statistics and analysis.2010**

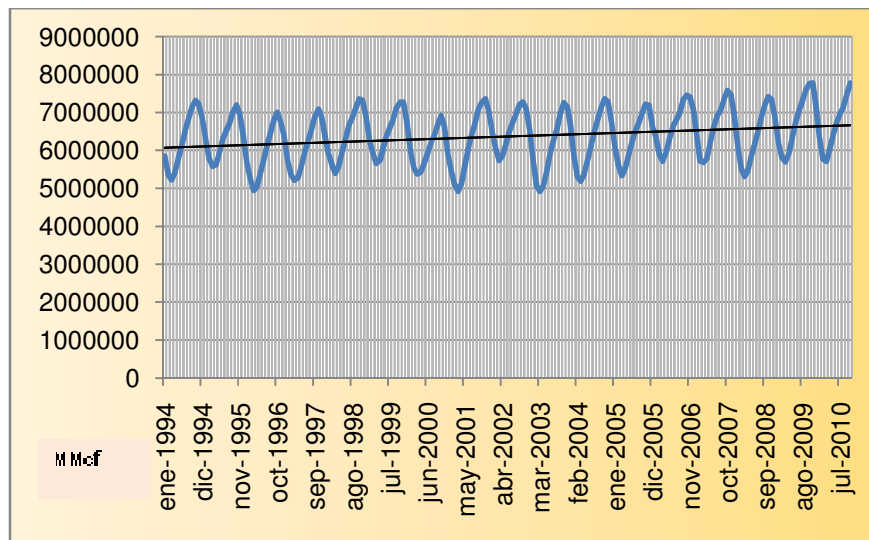
<sup>10</sup> Se amplía información en Anexo D. Estadísticas Estados Unidos en ASGN

**Figura 9. Evolución del almacenamiento subterráneo de gas en cavernas salinas**



Fuente: *Energy Information Administration. Independent Statistics and analysis.2010*

**Figura 10. ASGN Estadounidense en cavernas no salinas- Total (MMcf)**



Fuente: *Energy Information Administration. Independent Statistics and analysis.2010*

**2.1.2 Análisis Costo- beneficios implementación en EE.UU.** De acuerdo con las estadísticas generadas por la EIA (*Energy Information Administration*), la capacidad máxima de trabajo demostrada aumentó 160 millones de pies cúbicos de gas desde abril 2009 hasta abril 2010. En cuanto al análisis oferta/demanda a producción comercializada de gas natural en 2009 alcanzó los 21,9 billón de pies cúbicos (bpc) - el más alto total anual registrado desde 1973. Sin embargo, en 2009, el consumo de gas natural total disminuyó aproximadamente un 2 por ciento respecto al año anterior con respecto al año 2009, debido a la crisis económica mundial y la existencia de temperaturas suaves. En cuanto a los precios para el almacenamiento, estos fueron favorables a 2009, toda vez que según la *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) los precios del futuro cercano. fueron superiores a los precios de contado, proporcionando incentivos de redes de almacenamiento de gas para poner en almacén para vender en una fecha posterior.

En resumen, incrementó significativamente el ASGN, siendo los medios más utilizados los domos salinos y las cavernas porosas.

**2.1.3 Evolución, tendencia, y análisis en España.** Actualmente el mercado del gas en España ha evidenciado un incremento mayor al 10% por año, pero a su vez tiene ciertos inconvenientes por la escasa interconexión y la limitada disponibilidad de instalaciones de almacenamiento subterráneo. Dentro de su política interna, el gobierno español tiene prevista inversiones en infraestructura para incrementar la capacidad de interconexión con otros sistemas gasistas como lo ASGN.

**2.1.3.1 Yacimientos de ASGN existentes en España** la Empresa Nacional del Gas en España (ENAGAS) posee dos almacenamientos subterráneos en los campos agotados de Serrablo (Huesca) y Gaviota (Vizcaya).

**El almacenamiento Serrablo.** Hallado en 1977, constituido por 14 pozos que se definen en dos yacimientos, Aurín y Jaca. A finales de 1989, se había extraído 910 millones de metros cúbicos. En mayo 31 de 1991, Repsol, propietario hasta entonces, suscribe un contrato de compraventa con Enagás de las reservas remanentes de gas, instalación y equipos. El yacimiento está constituido por carbonatos fracturados, existiendo un fuerte empuje de agua. La profundidad de los niveles de producción se encuentra a 2.000 metros de profundidad. Dentro del plan de ampliación del almacenamiento, se encuentra desarrollando el almacenamiento subterráneo Yela, que será estratégico para el suministro de gas en la zona centro de España. En la figura 11 se visualiza la situación actual de España en existencia de almacenamientos subterráneos de gas.

**Figura 11. Almacenamiento subterráneo de gas en España**



**Fuente: ENEGAS. Almacenamiento subterráneo de gas natural. Disponible en internet: <http://WWW.ENEGAS.ES>**

Los datos de gas útil, gas inmovilizado, inyección máxima y producción máxima de los yacimientos de ASGN existentes y en desarrollo se muestran en la tabla 3.

**Almacenamiento Gaviota.** El yacimiento Gaviota fue descubierto a finales de 1980. La formación productora la constituye calizas fracturadas, a profundidad de 2.640 m. Con reservas de gas estimadas en 12.000 millones de metros cúbicos. Fue el 29 de Octubre de 1993, cuando se suscribió un contrato para la utilización del yacimiento como almacenamiento de gas. La inyección de gas comenzó en septiembre de 1994. Se estimaron, reservas remanentes en 810 millones metros cúbicos y el volumen de gas útil del almacenamiento en 780 millones de metros cúbicos.

**Tabla 3. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural operativas en la actualidad y en desarrollo en España**

<b>YACIMIENTOS ASGN EXISTENTES</b>		
	<b>SERRABLO</b>	<b>GAVIOTA</b>
Gas útil	820 millones de m <sup>3</sup> (n)	1.346 millones de m <sup>3</sup> (n)*
Gas inmovilizado	280 millones de m <sup>3</sup> (n)	1.135 millones de m <sup>3</sup> (n)
<b>TOTAL</b>	<b>1.100 millones de m<sup>3</sup> (n)</b>	<b>2.481 millones de m<sup>3</sup> (n)*</b>
Inyección máxima	3,8 millones de m <sup>3</sup> (n)/d	4,5 millones de m <sup>3</sup> (n)/d
Producción máxima	6,8 millones de m <sup>3</sup> (n)/d	5,7 millones de m <sup>3</sup> (n)/d
<b>YACIMIENTO ASGN EN DESARROLLO</b>		
	<b>YELA</b>	
Gas útil	1.050 millones de m <sup>3</sup> (n)*	
Gas inmovilizado	900 millones de m <sup>3</sup> (n)	
<b>TOTAL</b>	<b>1.950 millones de m<sup>3</sup> (n)*</b>	
Inyección máxima	10 millones de m <sup>3</sup> (n)/d	
Producción máxima	15 millones de m <sup>3</sup> (n)/d	

**Fuente: ENEGAS. Almacenamiento subterráneo de gas natural. Disponible en internet: <http://WWW.ENERGAS.ES>**

**2.1.3.2 ASGN en desarrollo - YELA.** Se inició la sísmica en 1991 con un área mayor a 200 km en la zona centro de España, con el fin de localizar nuevos almacenamientos subterráneos en el país. De esta campaña se dio como resultado un total de 108 estructuras, con un potencial de 14 como candidatas para almacenamiento, entrando en el proceso de investigación posterior. De esos estudio el resultado de viabilidad, solo ha sido favorable para Yela, pero aún se

encuentran algunas estructuras candidatas en investigación.<sup>11</sup> Los activos contabilizados en almacenamiento subterráneo son amortizados, cuando están listos para el uso para el cual fueron concebidos, de acuerdo a la tabla 4.

**Tabla 4. Amortizaciones de costos en pozos subterráneos en España.**

Variable para costos	%Porcentaje anual de amortización	Vida útil (año)
Construcciones	3%- 2%	33.33-50
Instalaciones técnicas (Red de transporte)	5%-2.5%	20-40
Depósitos	5%	20
Instalaciones de Almacenamiento Subterráneos	10%	10
Gas colchón	5%	20
Otras instalaciones técnicas y maquinaria	12%- 5%	8.33-20
Útiles y herramientas	30%	3.33
Mobiliario y enseres	10%	10
Equipos para procesos de información	25%	4
Elementos de transporte	16%	6.25

**FUENTE: Empresa Nacional del Gas en España. ENEGAS. Informe anual de cuentas. 2009.**

**2.1.4 Análisis costo- beneficios para España.** En los próximos años, está previsto que entren en operación varias instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural, entre las que se destacan Marismas (Sevilla), con fechas previstas de entrada de operación en 2011 y Castor (Vanaros, en el delta del Ebro), con fecha prevista de entrada en operación en 2012. Las instalaciones de ASGN incluidas en la planificación 2008-2016, se pueden visualizar en la Tabla 5 y en las Figuras 12 y 13, respectivamente.

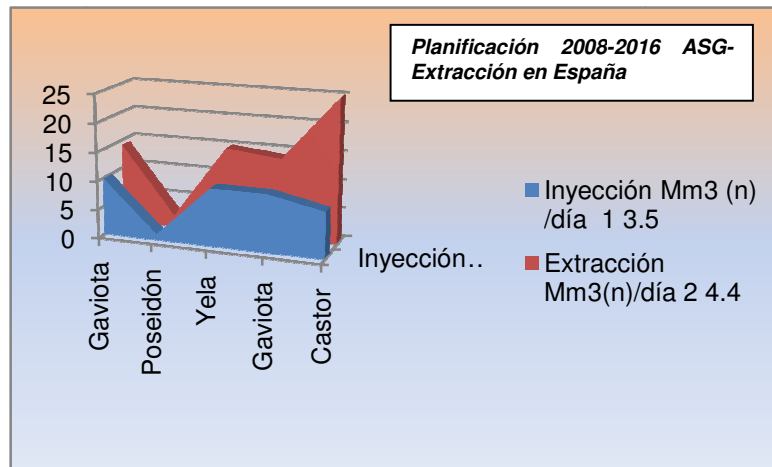
<sup>11</sup> FUENTE: Empresa Nacional del Gas en España. ENEGAS. Almacenamiento de gas natural 2010.

Tabla 5. Instalaciones de ASGN incluidas en la Planificación 2008-2016 en España

Instalación	Inyección Mm <sup>3</sup> (n) /día	Extracción Mm <sup>3</sup> (n)/día	Volumen Operativo Mm <sup>3</sup> (n)
Marismas (Fase I)	1	2	300
Marismas (Fase II)	3.5	4.4	600
Gaviota	10	14	1.558
Poseidón	1	2	250
Yela	10	15	1.050
Gaviota	10	14	1.558
Castor	8	25	1.300

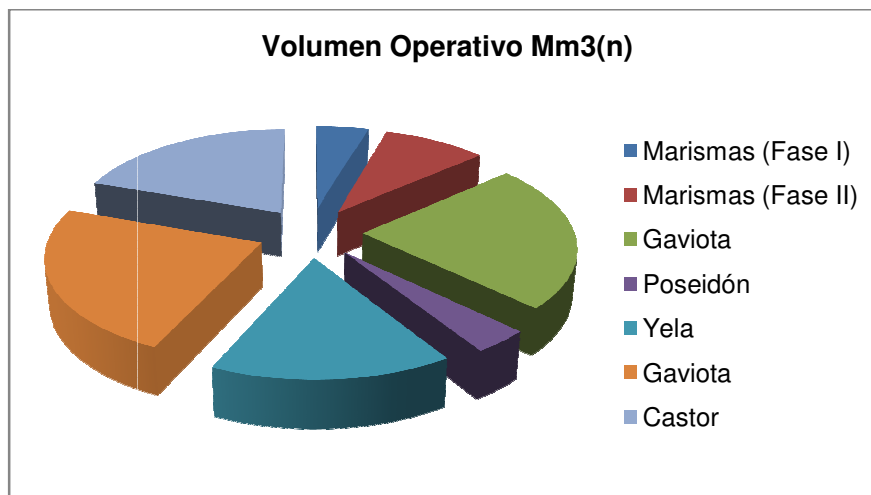
FUENTE: Empresa Nacional del Gas en España. ENEGAS. Informe anual de cuentas. 2009.

Figura 12. Planificación 2008-2016 ASGN – Extracción



Fuente: Los autores.

**Figura 13. Planificación 2008-2016 ASGN – Volumen operativo**



**Fuente: Los autores.**

**2.1.5 Evolución, tendencia, y análisis en Europa.** El gas natural siempre se ha considerado como el combustible más ventajoso para la producción de electricidad en la Unión Europea (UE), motivo por el cual esta fuente de energía es cada vez más importante dentro del abanico de los combustibles disponibles. Europa se encuentra en una situación relativamente favorable por lo que respecta al abastecimiento de gas, ya que posee importantes reservas propias y entre el 70 y el 80% de las reservas mundiales se encuentra dentro del entorno económico del mercado europeo.<sup>12</sup>

Durante la década de los ochenta, la capacidad de almacenamiento de se incrementó en Europa de  $11 \times 10^9$  metros cúbicos a  $53 \times 10^9$ . En Alemania la capacidad de almacenamiento creció desde un 5% en año 1978 a más del 10% del consumo interno, en el año 2000. El incremento de la necesidad de almacenamiento se debe esencialmente al desarrollo de la estructura del abastecimiento en el sector de la economía privada y de la industria productora y

<sup>12</sup> FUENTE: Síntesis de la Legislación Europea.  
[http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/external\\_dimension\\_enlargement/l27047\\_es.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/external_dimension_enlargement/l27047_es.htm)

como consecuencia, de la demanda resultantes. En Francia, la relación entre el volumen de gas consumido y el volumen de gas almacenado ha aumentado de 2 a 7 en los últimos 40 años.

**2.1.6 Análisis costo beneficio para Europa.** Los costos para la implementación de ASGN son relativamente altos. La inversión requerida necesariamente debe amortizarse a largo plazo, toda vez que puede ser mayor a los 150 millones de dólares, aunque ese valor es variable y debe ajustarse para cada tipo de escenario a utilizar. Generalmente el escenario más utilizado son los yacimientos depletados.

Los beneficios principales que se reciben a partir de un ASGN se encuentran regidos por políticas internas, donde la prioridad es la seguridad del suministro para determinados clientes. La Unión Europea de Cooperación y los países que no pertenecen a ella, se deben asegurar de que el suministro, de los clientes domésticos dentro de sus territorios respectivos, esté adecuadamente protegido, al menos en los siguientes casos:

- Una interrupción parcial de los suministros nacionales de gas durante un período que habrán de determinar los Estados miembros teniendo en cuenta sus circunstancias nacionales;
- Temperaturas extremadamente bajas durante un período de consumo punta determinado a nivel nacional;
- Períodos de demanda excepcionalmente elevada de gas durante las épocas más frías, que estadísticamente se producen cada 20 años.

En resumen, el costo – beneficio es favorable para la implementación de ASGN ya que se encuentra fuertemente respaldado por el gobierno nacional.

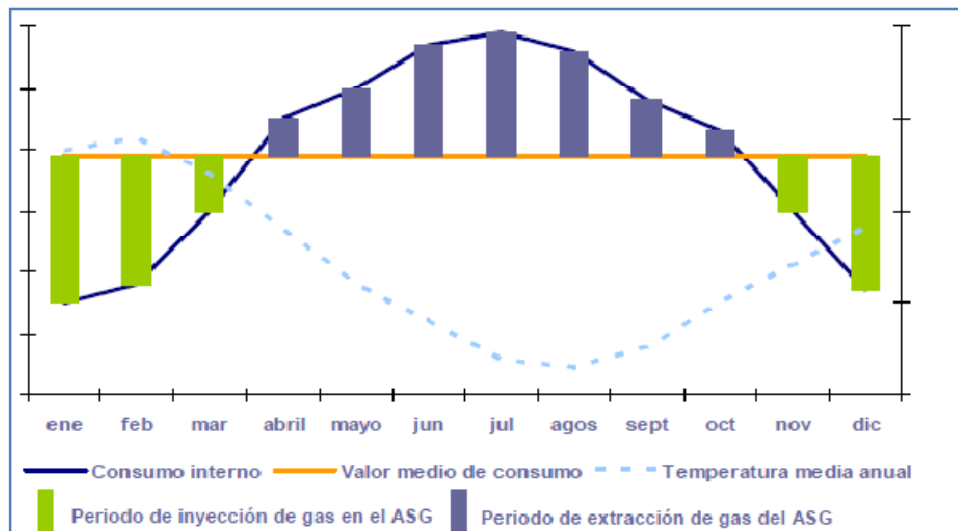
**2.1.7 Evolución, tendencia, y análisis en América Latina.** Existen irregularidades en el consumo de gas natural debido a diversos fenómenos

naturales, principalmente el fenómeno del niño y de la niña, que han causado un gran número de inconvenientes en la normalización del consumo. Las consecuencias de las irregularidades del consumo de gas, principales son:

- Empeoramiento del estado mecánico de las instalaciones de producción y transporte de gas
- Desgaste de equipos e incremento de los plazos de mantenimiento en las instalaciones operativas.
- Sobrecostos e incrementos de gastos de las empresas distribuidoras.

En la figura14 se muestra la aproximación del consumo de gas en los países de América Latina.

**Figura 14. Consumo de gas en los países de América Latina.**



Fuente: Petróleo y gas proyecciones 2011. BN américas. Disponible en internet en: [http://www.bnamericas.com/web/outlook/2011/pdf/OUT2011\\_9\\_E.pdf](http://www.bnamericas.com/web/outlook/2011/pdf/OUT2011_9_E.pdf)

Según la figura14, se visualiza que de Marzo a Octubre se presenta un descenso en la temperatura lo que ocasiona un incremento de equipos de calentamiento,

incrementando el consumo de gas. En ese periodo debería utilizarse el gas almacenado, y durante el primer y último trimestre del año se harían las inyecciones respectivas.

En América Latina sólo se han desarrollado 3 procedimientos de almacenamiento subterráneo de gas por la empresa KBB, se encuentran ubicados en Argentina, Chile y Brasil. En Brasil y Chile se ha desarrollado almacenamiento en cavernas salinas, en Argentina por producción de sales minerales especiales.

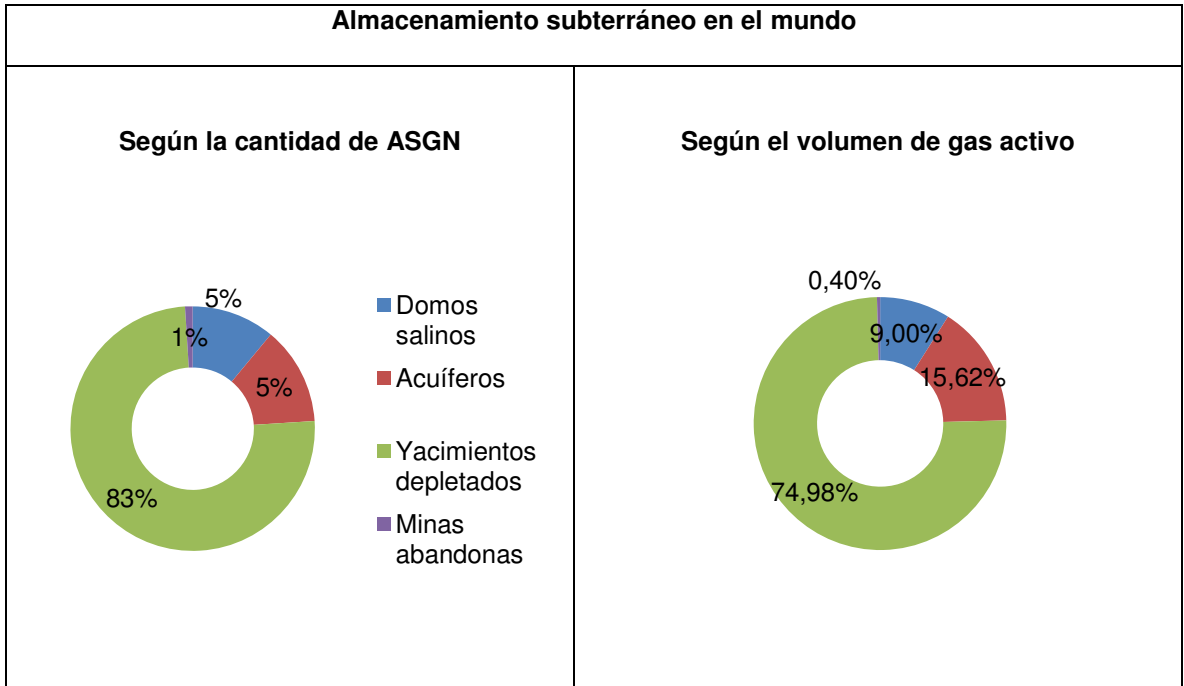
**2.1.8 Relación costo beneficio implementaciones América Latina.** La inversión realizada para la implementación de ASGN se encuentra justificada con el beneficio obtenido. En Chile la técnica ha favorecido principalmente el cubrimiento de la demanda en épocas de invierno y ha permitido la realización de contratos más seguros. En Brasil su beneficio radica en el almacenamiento

## **2.2 COMPARATIVOS DE LOS ASGN REALIZADOS A NIVEL MUNDIAL.**

A nivel mundial se ha ido incrementando significativamente el ASGN debido a múltiples factores como fenómenos naturales, fluctuaciones en los precios que permiten un almacenamiento en los picos para ser utilizados en periodos de desabastecimiento o en períodos invernales y/o de verano, entre otros.

Se detectó que el escenario más utilizado y candidato para ASGN son los campos depletados, toda vez que se pueden aprovechar las facilidades existentes, la información sobre los yacimientos a través de la historia de producción, simulaciones y demás estudios geológicos, En segundo lugar se encuentran los acuíferos con un 12% , seguido de los domos salinos donde se aprovechan las estructuras geológicas, y en menor rango las minas abandonadas en 1% debido a que generalmente no cumplen con los criterios de selección para candidatos y por sus altos costos. En la figura 15 se puede visualizar claramente la situación.

**Figura 15. Comparativo de ASGN en el mundo**



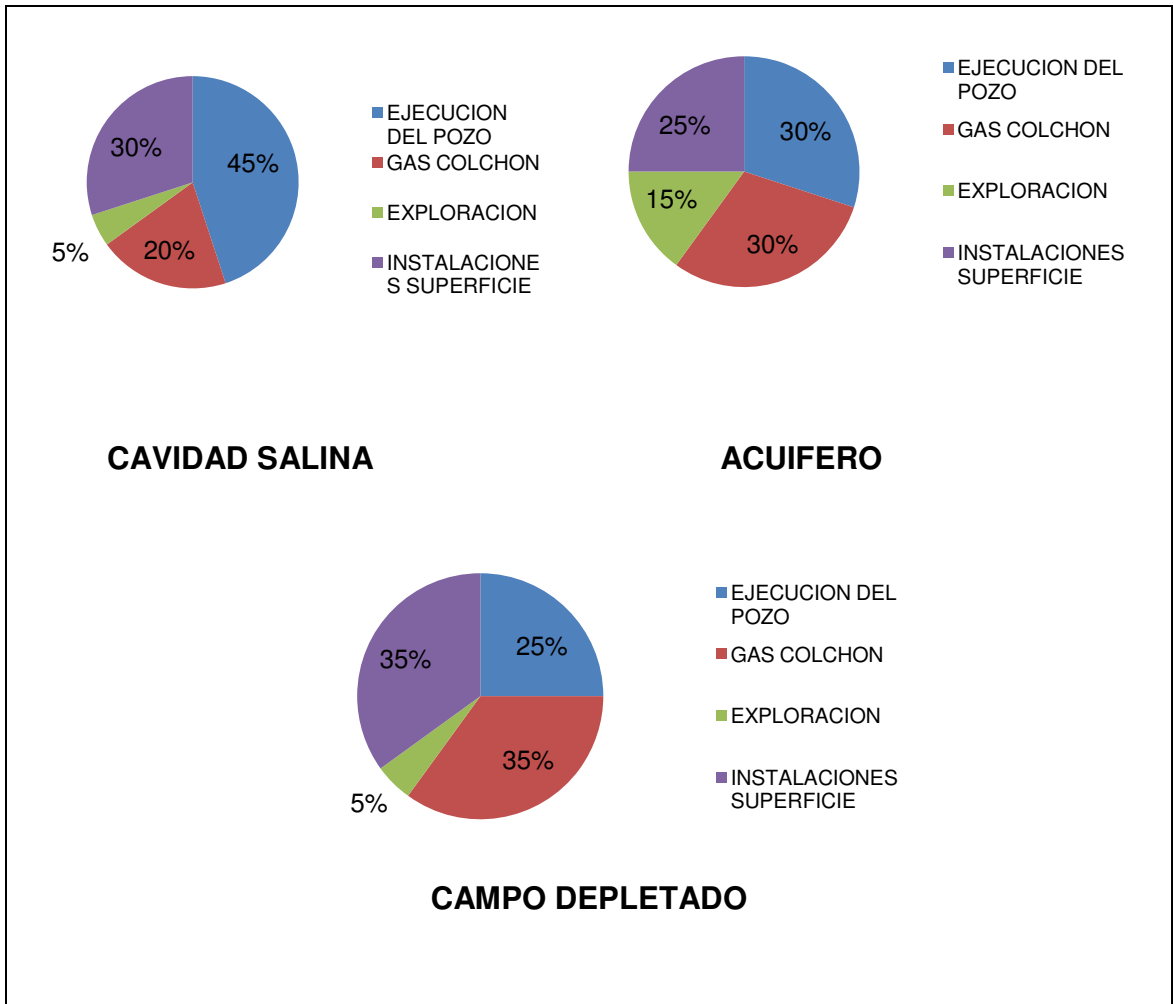
**Fuente: GAZPROM. Almacenamiento subterráneo de gas. Moscú 2010.**

Con respecto a los costos, se determinan de acuerdo al tipo de escenario a utilizar, siendo el más económico el yacimiento depletado. En la gráfica 16 se presentan los valores distribuidos en porcentaje de acuerdo al área a ejecutar.

En cuanto a la distribución de ASGN a nivel mundial y de acuerdo a las implementaciones realizadas se encuentra en mayor valor Estados Unidos prefiriendo los campos agotados, y domos salinos. Sigue Europa quien prefiere campos agotados, domos salinos y acuíferos y obviamente Rusia que posee ASGN en yacimientos depletados y acuíferos.

En las comparaciones analizadas para ASGN es preferible su uso al GNL, por varias razones para la preferencia hacia el ASGN, lo cual se explica en la figura 16.

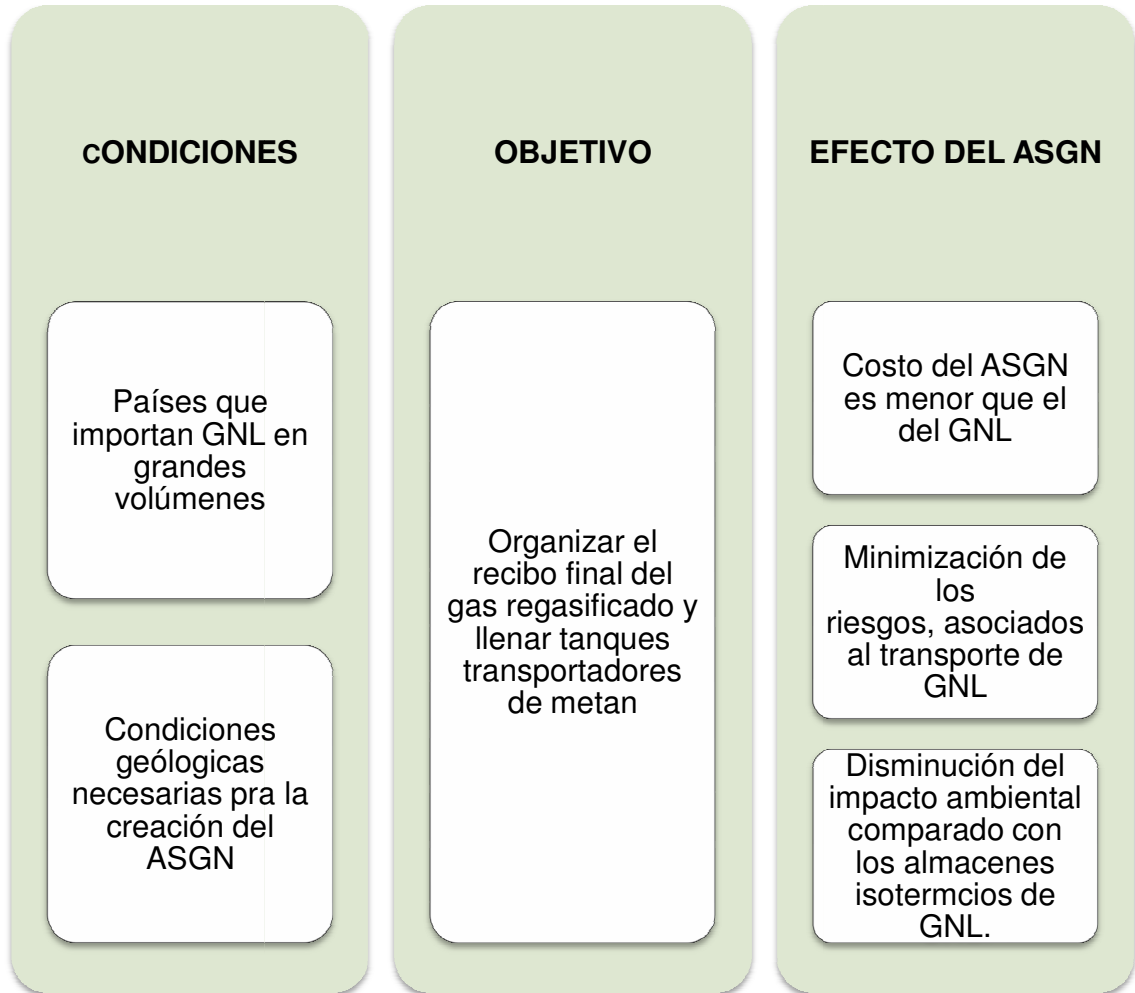
**Figura 16. Costos de ASGN por escenario**



**Fuente: GAZPROM. Almacenamiento subterráneo de gas. Moscú 2010.**

En las comparaciones analizadas para ASGN es preferible su uso al GNL, por varias razones para la preferencia hacia el ASGN, lo cual se explica en la figura 17.

Figura 17. Impacto del ASGN sobre el GNL



Fuente: Los autores

### **3. ESTUDIO TÉCNICO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL**

En este capítulo se enfoca en la selección y definición de los parámetros técnicos necesario para la puesta en marcha de un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural. Dentro de la primera fase del estudio técnico se tienen en cuenta algunos factores fundamentales a la hora de definir la conveniencia del proyecto, ya que definen la cuantía en la inversión y finalmente los costos de operación.

Estos factores son: Estudio de mercado, estudio técnico para diferentes tipos de escenario a utilizar e ingeniería conceptual.

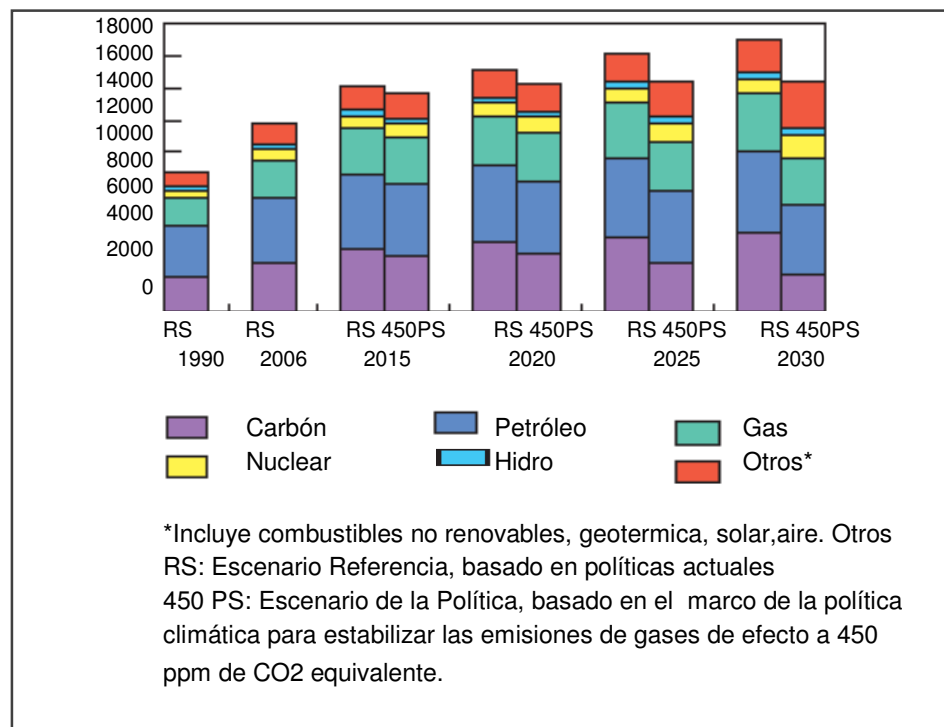
#### **3.1 ESTUDIO DE MERCADO DEL ASGN**

El estudio de mercado es una etapa crucial para encontrar una ventana de oportunidad para realizar el almacenamiento subterráneo de gas natural, en Colombia, si tomamos como base que estamos tratando con una industria que se ha implementado con éxito en diferentes países. Esta fase es vital para poder evaluar la viabilidad comercial del proyecto en término de diferentes factores del mercado, tales como demanda, oferta, precios, esquemas de inyección y retiro de gas en el almacenamiento, distribución y comercialización.

**3.1.1 Dinámica del negocio de ASGN.** El mercado del gas natural a nivel mundial se ha convertido en uno de los principales negocios, toda vez que su consumo se ha generalizado a diferentes sectores, como la industria, residencial y comercial. La dinámica esencial del negocio consiste en efectuar almacenamientos temporales de gas natural en épocas de mayor producción para ser retirado en las épocas pico de la demanda.

**3.1.2 Análisis de la oferta y la demanda.** Desde el punto de vista energético, el consumo de gas sobrepasa en gran manera al consumo de carbón. Para el 2020 la demanda de gas natural será de 11000 MTOP (Millones de toneladas de equivalente de petróleo) contra un demanda de 2000 MTOP de carbón. Gran parte del incremento del uso del gas natural será para la generación de electricidad, particularmente en los países industrializados, en los cuales el gas natural puede reemplazar a otros combustibles como se observa en la Figura 18. Con la perspectiva de mundial el gas natural tiene un alto porcentaje para el año 2030, por tanto la demanda es óptima para implementar ASGN

**Figura 18. Perspectivas de combustible para el año 2030 (Mtoe)**

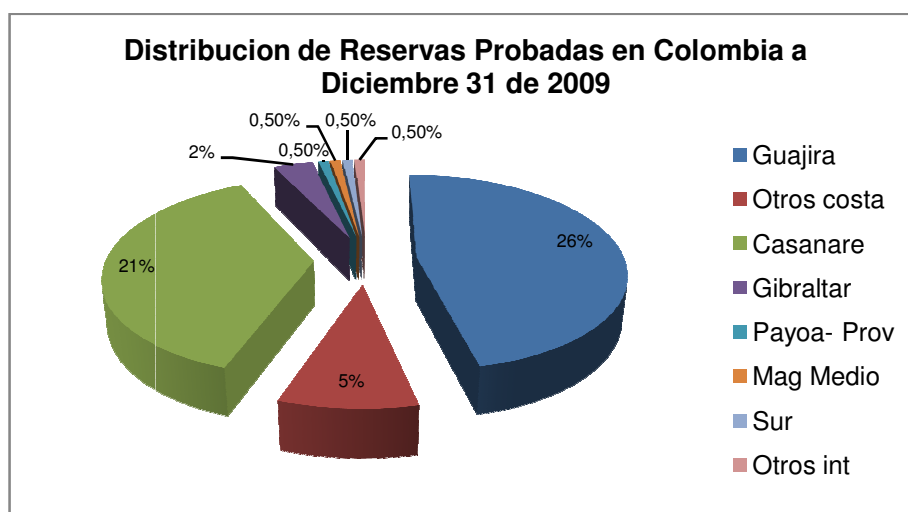


\* Mtoe: Millones de toneladas equivalentes de petróleo.

**FUENTE:** Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009 Disponible en internet: [http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key\\_stats\\_2009.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf) Pág. 46.

En Colombia contamos con dos grandes productores de gas, que son La Guajira y Casanare que portan el 46% de la producción del país, según cifras de la UPME, datos que se pueden ver en la Figura 19.

**Figura 19. Distribución de reservas probadas en Colombia a 2009.**



**Fuente: Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas Versión 2010. Unidad Minero Energética. UPME Pág. 17.**

Un factor a tener en cuenta en los cálculos del volumen de almacenamiento necesario es la capacidad máxima de transporte del sistema. Esta capacidad depende de diversos factores además del diámetro del tubo y de las presiones en el mismo. El último factor a tener en cuenta es el consumo máximo teórico, este se ha calculado mediante los datos obtenidos de UPME.

En Colombia hay varios campos de producción de gas natural, las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción; en 2008 contribuyeron con alrededor del 60% y del 25% de la producción nacional respectivamente. El gas natural se transporta desde las zonas de producción

hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Según el decreto 1493 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, el SNT "es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento".

Entre los años 2011-2020 se prevé en el escenario medio una tasa de crecimiento media de 4.0%, alcanzándose una demanda nacional de 1053 MPCD, y entre los años 2020-2030 de 2.2%, de manera que la demanda nacional llegue a 1313 MPCD. En los escenarios bajo y alto se espera que la demanda nacional alcance en el año 2020 magnitudes de 938 MPCD y 1228 MPCD, respectivamente. Para el año 2030, en los mismos escenarios, se espera lograr magnitudes de 1089 MPCD y 1585 MPCD.

**3.1.3 Balance oferta y demanda para el ASGN.** La oferta y la demanda deben equilibrarse tanto en una base estacional, como en una base diaria por ejemplo para garantizar el suministro a una termoeléctrica. Otro importante aspecto a tener en cuenta en el desarrollo del almacenamiento subterráneo es su capacidad de desarrollar los mercados de compraventa a muy corto plazo. Desarrollando mercados muy variados que van desde la compraventa día a día hasta la compraventa de año en año. Este tipo de mercados promueve la competencia y la flexibilidad en la operación

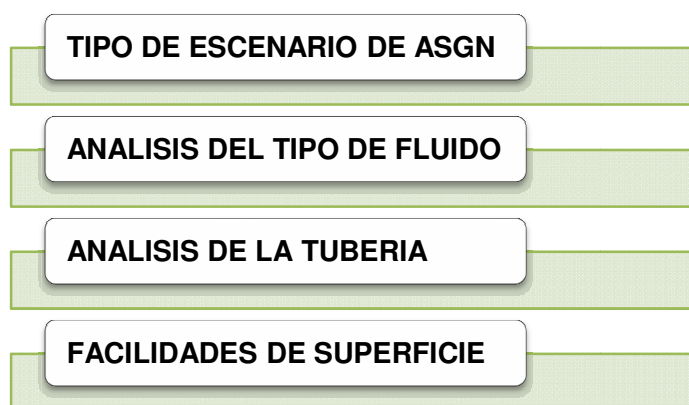
## **3.2 ANÁLISIS TÉCNICO PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE ASGN**

Para la selección de los escenarios candidatos a transformarse en unidades de almacenamiento subterráneo debe considerarse en su orden: Yacimientos agotados, acuíferos, cavernas de sal, y minas abandonadas. Se presenta este orden, debido a las estadísticas mundiales de almacenamientos realizados, a

saber: Yacimientos agotados (83%), acuíferos (12%), cavernas de sal (5%) y minas abandonadas (<1%).

En los estudios de viabilidad, relacionados con la conversión de yacimientos agotados a unidades de almacenamiento subterráneo de gas natural, se deben tener en cuenta los siguientes factores: Tipo de escenario de almacenamiento, análisis del tipo de fluido, análisis de la tubería, facilidades de superficie, estimación de costos, evaluación económica, factores esquematizados en la figura 20. Para la selección de las estructuras se presenta un comparativo de los aspectos técnicos y costos, con cada una de las estructuras

**Figura 20. Factores a considerar en el análisis técnico para ASGN**



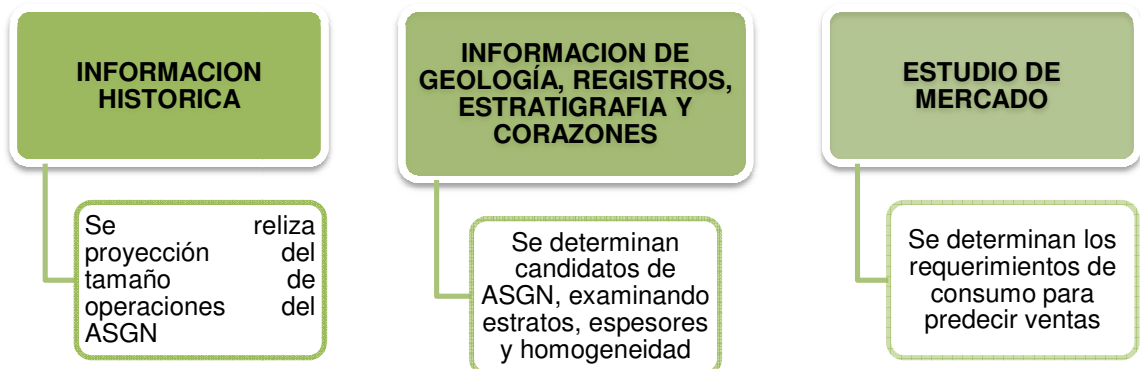
Fuente: Los autores

**3.2.1 Yacimientos Agotados.** Para los estudios de viabilidad relacionados con la conversión de yacimientos de hidrocarburos agotados en almacenes subterráneos de gas natural deben tener en cuenta los siguientes factores: Balance de materia del yacimiento, balance de materia de las líneas de transporte entre los pozos y la planta de tratamiento, balance de materia en planta de proceso, estimación de costos, evaluación económica, análisis de sensibilidades, análisis de riesgos y estudios de comercialización del gas almacenado.

Una vez analizada la información preliminar asociada al yacimiento se procede a cálculos y diseños de adecuación de la unidad de almacenamiento de gas, teniendo en cuenta que experiencias anteriores en la adecuación de este tipo de yacimientos han mostrado que un incremento de alrededor de un 30 % de la presión inicial de yacimiento es una buena medida de la máxima presión que debe ser usada para su adecuación como unidad de almacenamiento de gas natural. A estas presiones se ha obtenido la máxima capacidad de almacenamiento y la más alta capacidad de flujo para los pozos sin el detrimento de la roca o problemas asociados a la estabilidad de los pozos.

**Condiciones de yacimiento a evaluar para avalar el ASGN.** Las condiciones a revisar para viabilizar el ASGN son: Extremos lo suficientemente cerrados para suministrar el volumen estructural requerido, porosidad adecuada para la capacidad de almacenamiento necesario, permeabilidad adecuada para proveer la entrega mínima necesaria, una roca sello o cobertura impermeable para asegurar que no haya migración ni fugas. En la figura 21 se muestran las partes del estudio técnico que debe realizarse en cualquier proyecto de ASGN

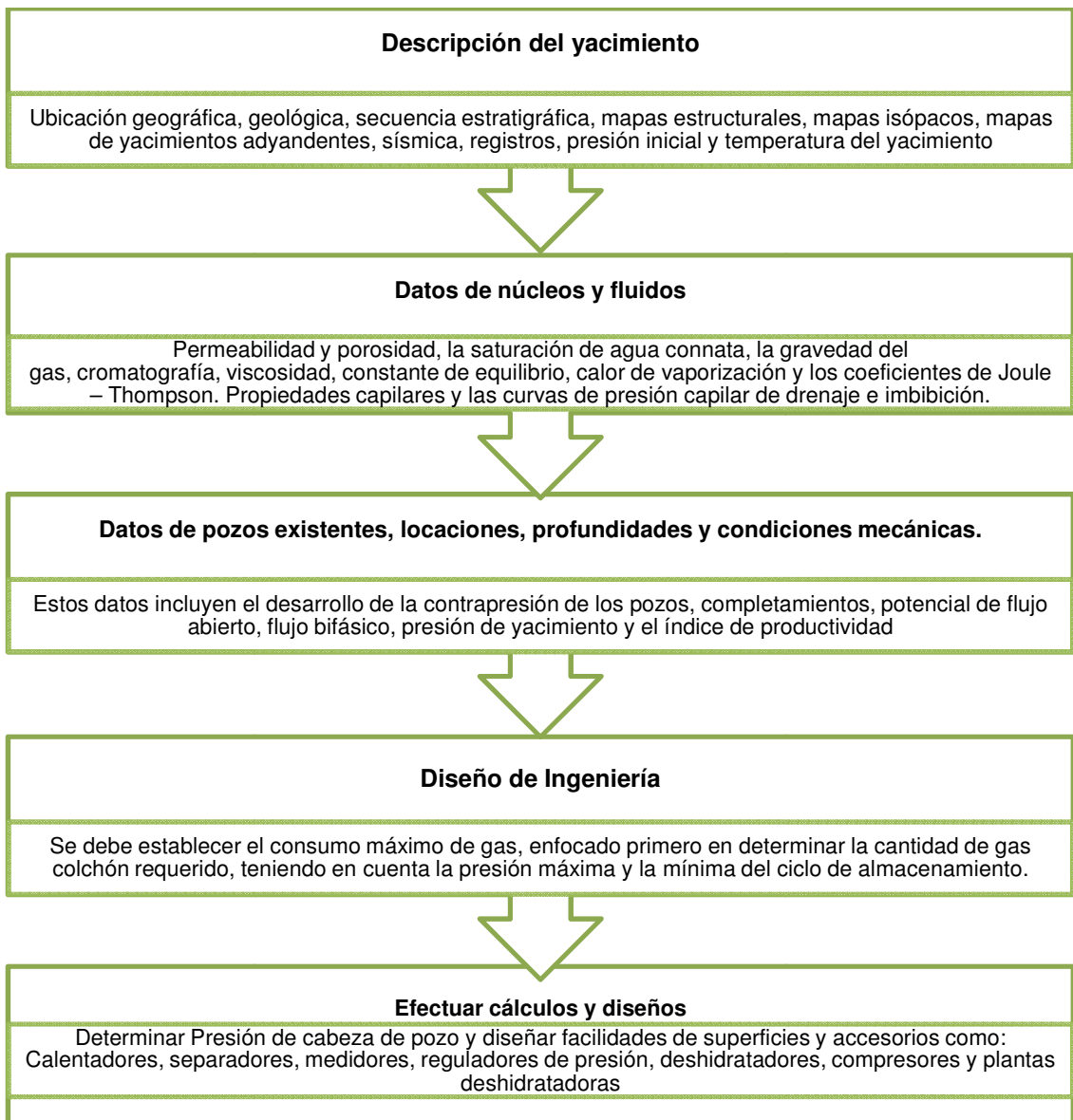
**Figura 21. Estudio técnico de yacimientos depletados candidatos a ASGN**



**Fuente: Los autores**

Los pasos a seguir en el análisis técnico de yacimientos depletados para ASGN son: Deben realizarse la recolección de los datos, trabajo de diseño de ingeniería y análisis económico. En la figura 22 se esquematizan los pasos del estudio.

**Figura 22. Pasos del estudio técnico en yacimientos depletados para ASGN**



**Fuente: Los autores**

Una vez ha finalizado el diseño de cada una de las alternativas, con diferentes cantidades de gas cochón, se realiza una evaluación económica para comparar la relación costo – beneficio y la tasa interna de retorno y así evaluar si la tarifa del servicio de almacenamiento es económicamente rentable. En la tabla 6 se generaliza la información básica a considerar en el estudio técnico

**Tabla 6. Información técnica de yacimientos agotados para implementación de ASGN**

Datos técnicos a considerar en ASGN
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Histórico de producción del yacimiento</li> <li>- Volumen del gas inicial en la roca almacén “gas in place”.</li> <li>- Volumen de gas colchón necesario para aislar el acuífero del almacén.</li> <li>- Balances de materia de los fluidos del yacimiento.</li> <li>- Balances de materia de los fluidos en superficie.</li> <li>- Estimación de costos de las instalaciones de superficie</li> <li>- Estimaciones de costos de los pozos de producción e inyección.</li> <li>- Análisis económicos de la inversión del proyecto</li> <li>- Análisis de sensibilidad de la inversión.</li> <li>- Análisis de riesgo de la inversión</li> </ul>
Equipos a utilizar en la implementación del ASGN
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Equipos de perforación</li> <li>- Manifold de distribución</li> <li>- Tuberías de transporte entre el pozo y la plata de tratamiento.</li> <li>- Generador de emergencia</li> <li>- Sistema de inyección de metanol</li> </ul>
Información preliminar a considerar del yacimiento depletado
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Geología de la formación; Presión inicial del yacimiento</li> <li>- Tasas de producción versus presiones</li> <li>- Temperatura del yacimiento, composición del gas</li> <li>- Gravedad específica, Número de pozos perforados</li> <li>- Localizaciones, profundidades,</li> <li>- Información de núcleos analizados,</li> <li>- Mediciones como registros de pozo,</li> <li>- Pruebas de presión realizadas durante la etapa inicial de producción,</li> <li>- Estructura del yacimiento; Mapas de isópacos,</li> <li>- Si existen mecanismos de empuje de agua,</li> <li>- Mapa del área del yacimiento y sus vecindades</li> </ul>

**Fuente: Los autores**

### **Ventajas de la implementación de ASGN en yacimientos depletados.**

- Posibilidad de conocer o estimar fácilmente, mediante los históricos de producción la capacidad máxima de almacenamiento
- Muy pocos pozos deben ser perforados, lo que reduce en parte los costos del proyecto, los sistemas de recolección del gas (gas gathering) generalmente ya existen, así como el sistema de conexiones a los gasoductos
- En proyectos de yacimientos agotados, cuando el gas base debe ser suministrado a precios presentes, sustanciales reducciones en costo pueden ser obtenidas por el reemplazo de gas natural por un gas base menos costoso

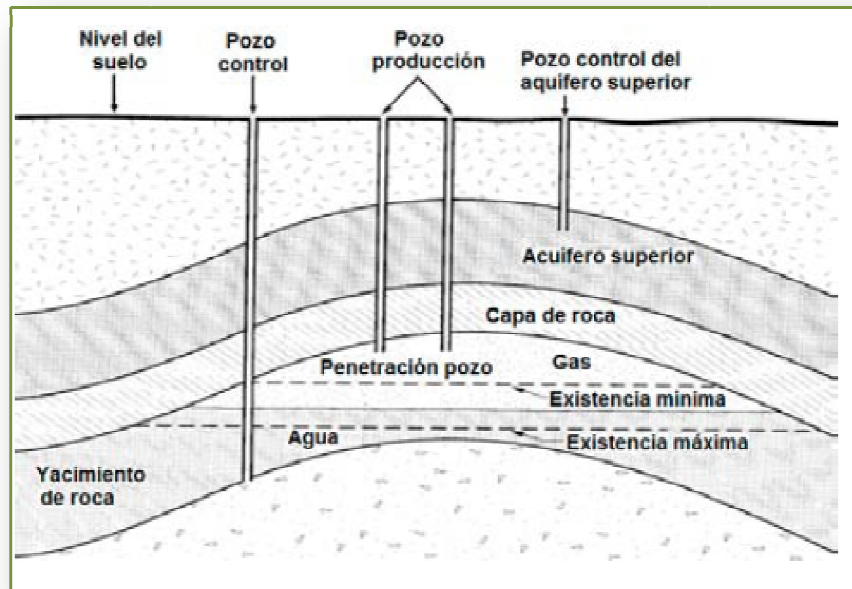
**3.2.2 Análisis técnico en acuíferos.** Dentro de las diferentes estructuras geológicas de los acuíferos hay una serie de condiciones que el escenario debe cumplir para la adecuación, como unidad de almacenamiento subterráneo de gas natural, a saber:

- Debe haber una estructura bajo la cual el gas es acumulado,
- Capacidad de almacenamiento (porosidad).
- El espacio para el almacenamiento del gas se creará desplazando el agua existente en el espacio poroso.
- Prestar especial atención a la presión de desplazamiento y a las posibles fugas de gas por la disminución de presión.
- El uso de un acuífero para almacenamiento de gas usualmente requiere más gas base y más monitoreo de las tasas de inyección y de producción que un yacimiento agotado.
- El contenido volumétrico de gas depende de la configuración estructural, de la porosidad de la roca, de la esperada saturación residual de agua y de la presión usada para el desplazamiento y confinación del gas,

- Un “techo” de roca porosa saturado con agua para impedir que el gas almacenado fluya a través de éste, permitiendo la confinación del gas a altas presiones.
- La estructura debe proveer una presión de sobrecarga suficiente que permita almacenar gas a presiones muy por encima de la atmosférica, teniendo en cuenta que las presiones de desplazamiento de acuíferos de este tipo están en el orden de 400 a 1500 psi.

En este aspecto, la profundidad del acuífero es considerada un elemento de importancia en los análisis económicos, ya que el acuífero debe tener una capacidad suficiente para justificar la inversión. Estudios de caso, sugieren que el acuífero debe estar a una profundidad mínima de 300 metros, para permitir presiones de fluidos que justifiquen volúmenes de compresión suficientes de acuerdo con cada proyecto, además detasas de inyección y producción acordes a las necesidades requeridas por el sistema de conexión a los gasoductos, debe haber agua que confine el gradiente de presión en todas las direcciones, algunos inconvenientes que presentan este tipo de almacenamientos son los elevados gastos de exploración, información geológica limitada, la no existencia de gas base inicialmente, la capacidad de la formación es medida únicamente cuando el acuífero sea desarrollado como una unidad de almacenamiento de gas natural, facilidades en superficie así como perforaciones de pozos, operaciones de compresores, zona de deshidratación deben ser diseñadas y realizadas, altas presiones son requeridas para alojar el gas mediante la presión del agua hacia abajo, deshidratación de gas debe ser realizada una vez el gas es producido, más restricciones por las agencias de protección del medio ambiente para protección del agua, predicciones de burbujas de agua generadas por la producción de gas una vez esté en funcionamiento. La figura 23 es un esquema donde se muestra los aspectos geológicos fundamentales para la adecuación del acuífero arriba mencionados.

Figura 23. Elementos básicos de un acuífero para almacenamiento del gas

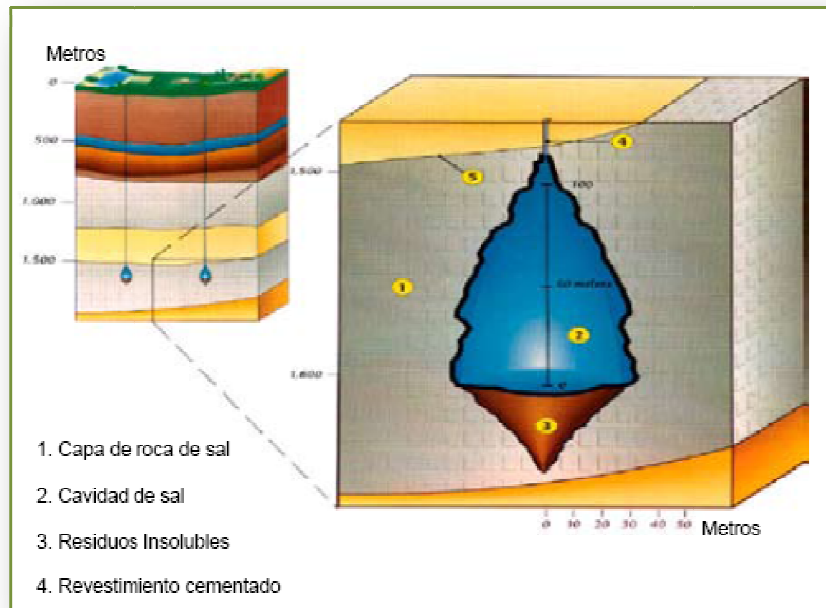


Fuente: Tipos de acuíferos y estructuras asociadas. Disponible en internet: [http://www.educa.madrid.org/.../geomorfo\\_18.htm](http://www.educa.madrid.org/.../geomorfo_18.htm)

**3.2.3 Estudio técnico en cavernas de sal.** El tipo de caverna se hace con base en parámetros de diseño, la capacidad y la presión máxima y mínima del almacenamiento. La primera operación a realizar con el fin de evaluar las propiedades mecánicas de la formación salina es perforar un pozo exploratorio. El pozo exploratorio normalmente se utiliza para los trabajos de lixiviación. Durante la lixiviación el desarrollo de la caverna se controla mediante modelos matemáticos, basados en pruebas y exploraciones sísmicas. Una vez la formación de sal es identificada, se taladran pozos y se hace circular agua sobre un intervalo de sal para disolverla como salmuera y posteriormente inyectar el gas que será almacenado. La Figura 24 muestra un esquema de una caverna de sal adecuada como almacén de gas. Dentro de las ventajas y desventajas de las cavernas de sal están las siguientes: Los caudales y las presiones de funcionamiento pueden proyectarse de acuerdo con las necesidades, la productividad de los pozos puede

ser 3 ó 4 veces la productividad de los pozos en yacimientos convencionales, la posibilidad de ampliación de la capacidad de almacenamiento mediante lixiviación de cavernas adicionales.

**Figura 24. Esquema de una caverna de sal adecuada como unidad ASGN**



Fuente: Depósitos de sal. Disponible Internet:  
<http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggca05f.htm>

**3.2.4 Estudio técnico en minas abandonadas.** Sobre este tipo de escenario no se amplía mayor información debido a los altos inconvenientes que se presentan al hacer un ASGN, a saber: Sellos de galerías, estabilidad mecánica, cargas mecánicas muy grandes sobre los taponos mecánicos de las galerías, control de la estabilidad mediante detectores sísmicos, alteración de la composición del gas almacenado porque el carbón tiende a retener los componentes mas pesados, disminución del poder calorífico del gas almacenado, presión de almacenamiento limitada.

## **4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL.**

Al realizarse la evaluación económica de un proyecto de ASGN, se busca determinar la tarifa a cobrar por concepto de almacenamiento, y determinar si dicho almacenamiento a la tarifa determinada es el más adecuado para el sistema gasífero. Colombia es un país en donde se prevé la necesidad en el ASGN, y por ende, se hace necesario un análisis minucioso de las ventajas y desventajas de este tipo de proyectos; con la evaluación económica y de acuerdo a las variables que interviene en el desarrollo del mismo, se toman decisiones acerca de la viabilidad del almacenamiento.

Con los resientes cambios climáticos que han afectado a países suramericanos, entre los cuales se cuenta Colombia como uno de los más afectados por cuenta de la ola invernal (Fenómeno del niño final de 2010- inicio de 2011), y con un resultado devastador para las vías, dejando a muchos sectores del país incomunicados por cuenta de la desaparición de la red vial, así mismo se ve afectado los oleoductos y gasoductos que trasportan los combustibles desde lo pozos más remotos de la geografía Colombiana, es allí donde surge la necesidad del almacenamiento de combustible cerca las zonas de mayor demanda, abasteciendo al país en momentos neurálgicos causados ya sea por el clima o por eventos especiales.

### **4.1 ESTUDIO ECONOMICO PARA ASGN EN COLOMBIA**

**4.1.1 Tarifas en Colombia.** Para la determinación de las tarifas dentro de la evaluación económica debe tenerse en cuenta, que se toma como condiciones básicas del estudio las establecidas por la CREG (Comisión de regulación de energía y gas) para el transporte, dichos cálculos se realizan antes de los

impuestos, con un período de operación de 5 años. Para calcular el cargo de transporte resultante de la opción tarifaria, para cada tramo de ducto  $i$ , el transportador aplicará las Ecuaciones 1 y 2:

$$T_{m,i} = \min \left[ \left( T_{m-1,i} * (1 + PV) \right), T_{m,i}^c + \frac{SA_{m-1,i}}{VT_{m-1,i}} \right] \quad \text{Ecuación 1.}$$

$$SA_{m,i} = \left[ SA_{m-1} + (T_{m,i}^c - T_{m,i}) * VT_{m-1,i} \right] * (1 + r) \quad \text{Ecuación 2}$$

**Donde:**

**$m$ :** Mes para el cual se calcula el cargo de transporte para el tramo de ducto  $i$

**$PV$ :** Porcentaje de variación mensual que aplicará el transportador sobre el cargo de transporte. Tendrá un valor mínimo de 0% y un máximo de 6%. Este porcentaje deberá ser definido en valores discretos de 0.5%.

**$SA_{m-1}$ :** Saldo acumulado a favor del transportador, expresado en \$, para el tramo de gasoducto  $i$  en el mes  $m$ , por las diferencias entre el cargo de transporte calculado  $T_{mi}^c$  y el cargo de transporte aplicado  $T_{mi}$ . A la fecha de aplicar por primera vez la presente opción el saldo acumulado  $SA_{m-1,i}$  será cero.

**$V_{a_{hi}}$ :** Cantidad de GLP transportado durante el mes  $m-1$  en el tramo de ducto  $i$  expresado en kg.

**$T_{mi}^c$ :** Cargo de transporte, expresado en \$/kg, calculado para el mes  $m$  con base en la metodología definida en la Resolución CREG 122 de 2008, para el tramo de ducto  $i$ .

**$T$ :** Cargo de transporte, expresado en \$/kg, aplicado en el mes  $m-1$ , para el tramo de ducto  $i$ .

**$r$ :** Tasa de interés mensual que se le reconoce al transportador por los saldos acumulados en la variable  $SA_{m-1}$ . Este valor se obtendrá a partir de la tasa efectiva anual certificada por la Superintendencia Financiera, para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, que esté vigente en la fecha de la liquidación.

Igualmente, deben considerarse los siguientes aspectos:

- Los precios por operación son los costos variables de operación incrementados en un 16%. (Este valor puede ser modificado de acuerdo a lo estipulado por el gobierno nacional).
- La inversión se realizara durante un periodo entre uno y tres años

**4.1.2 Aspectos económicos para ASGN en yacimientos depletados.** En general, la distribución de los costos de inversión para la adecuación de yacimientos agotados como unidades de almacenamiento, se encuentra descrito en la Tabla 7. Según la International Energy Agency, las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0,2 y 0,3 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros y almacenamiento de 1.000 millones de metros cúbicos. Los gastos operativos son del orden de 0,03 USD/m<sup>3</sup>. En este sentido el costo de adecuación de un yacimiento agotado, como unidad de almacenamiento, con una capacidad de almacenamiento de 1.000 millones de m<sup>3</sup> es del orden de 150 millones de dólares para un precio actual del gas natural de 4 USD/MBTU.

**Tabla 7. Aspectos económicos de ASGN en yacimientos depletados**

Variable a considerar	Costo sobre el proyecto
Gas base	28%
Pozos	24%
Compresores	17%
Unidades de deshidratación	9%
Equipos auxiliares	8%
Gasoductos	7%
Edificios	7%

Fuente: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009

**4.1.3 Aspectos económicos para ASGN en acuíferos.** En general, la distribución de los costos de inversión para la adecuación de acuíferos, se encuentran descritos en la Tabla 8. Según la International Energy Agency, las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0,3 y 0,2 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades entre 1.000 m y 2.000 m y almacenamiento de 1.000 millones de metros cúbicos. Los gastos operativos son del orden de 0,02 USD/m<sup>3</sup>. En este sentido, el costo de adecuación de un acuífero como unidad de almacenamiento, con una capacidad de almacenamiento de 1000 millones de m<sup>3</sup>, es del orden de 350 millones de dólares para un precio actual del gas natural de 4

USD/MBTU (en promedio 36000 BTU equivalen a 1 m<sup>3</sup> ó 1020 BTU equivalen a 1 ft<sup>3</sup> de gas natural).

**Tabla 8. Aspectos económicos de ASGN en acuíferos**

Variable a considerar	Costo sobre el proyecto
Gas base	28%
Pozos	34%
Compresores	14%
Unidades de deshidratación	8%
Equipos auxiliares	6%
Gasoductos	4%
Edificios	6%

Fuente: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009

**4.1.4 Aspectos económicos para ASGN en domos salinos.** En general, la distribución de los costos de inversión para la adecuación de domos salinos, se encuentra descrito en la Tabla 9. Las inversiones de este tipo de almacenamiento, podrían superar entre 0,5 y 0,6 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros y almacenamientos de 0,5 millones de metros cúbicos. Para las capacidades mencionadas los costos operativos son del orden de 0,03 USD/m<sup>3</sup>. . El costo de adecuación de una caverna de sal como unidad de almacenamiento con una capacidad de 0,5 millones de m<sup>3</sup> es del orden de 235 millones de dólares para un precio actual del gas natural de 4 US/MBTU (en promedio, 36.000 BTU equivalen a 1 m<sup>3</sup> ó 1020 BTU equivalen a 1 ft<sup>3</sup> de gas natural).

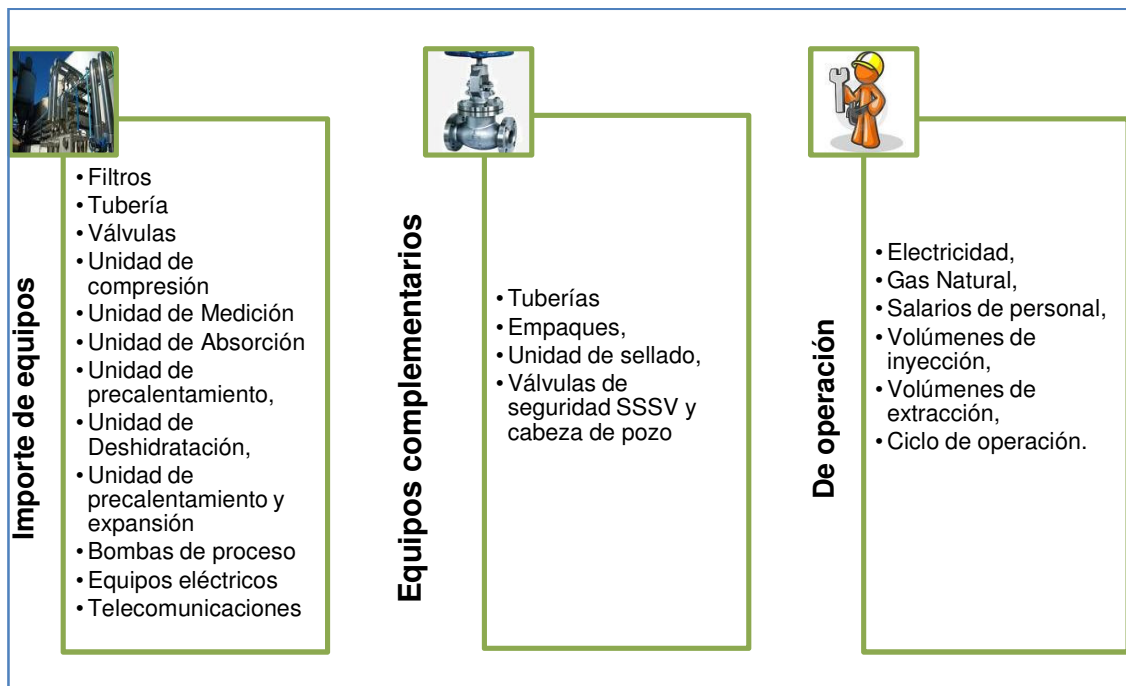
**Tabla 9. Aspectos económicos de ASGN en domos salinos**

Variable a considerar	Costo sobre el proyecto
Lixiviación	32%
Gas base	12%
Pozos	15%
Compresores	18%
Unidades de deshidratación	8%
Equipos auxiliares	5%
Gasoductos	4%
Edificios	6%

Fuente: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009

**4.1.5 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL ASGN** Para la adecuación de instalaciones se hace necesario el análisis de costos, entre ellos: Costos de equipos, de equipos complementarios y costos de operación. En la figura 25 se visualizan los costos a cargar en el proyecto.

**Figura 25. Elementos a evaluar en Costos de implementación del ASGN**



**Fuente: Los autores**

Para la evaluación de costos de instalación deben tenerse en cuenta las siguientes precisiones, a saber:

- Para la estimación de la inversión, debe utilizarse precios internacionales teniendo en cuenta la situación de Colombia en lo referente a tarifas por importación de equipos, y el costo de las compañías contratistas durante su ejecución.

- La perforación de pozos ya sean inyectores, productores u observadores. Los costos de gas de trabajo y gas de colchón, deben estar de acuerdo con la capacidad de almacenamiento, calculado según el diseño del proyecto, número de pozos inyectores y de extracción, así como también la presión máxima de almacenamiento.
- Tomando la información necesaria y las consideraciones aquí nombradas se determinan las inversiones, los ciclos de extracción/inyección, los costos fijos y variables del proyecto, y finalmente calcular la tarifa de almacenamiento.
- Un aspecto a tener en cuenta es la proyección para la contratación de la plena capacidad del almacenaje, si se logra en un tiempo más corto que el estimado el precio baja, pero si por el contrario la contratación del 100% del almacenaje demora mas de le estimado, este valor subirá.
- Dentro de los riesgos de inversión se debe tener en cuenta que la instalación almacenadora no cumpla su función, y el proyecto deba ser cancelado.

Por las razones expuestas anteriormente, los **yacimientos depletados** de aceite o de gas son los candidatos idóneos para ser convertidos a unidades de ASGN, ya que se cuenta con un historial de producción, con una presión inicial, entre otros muchos datos que permiten una selección adecuada

#### **4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN ASGN – CASO BASE**

De acuerdo a los análisis técnicos y económicos presentados anteriormente, el escenario de depósito candidato más apto para el almacenamiento corresponde a **yacimientos depletados**, toda vez que a nivel mundial es el más utilizado con un porcentaje total del 83%. Con el fin de hacer más accesible la información aquí presentada, realizaremos un estudio puntal de un ejemplo que lo llamaremos **CASO BASE** de un yacimiento agotado con características muy similares a el promedio de las condiciones de la geografía de nuestro país (costa afuera, para los casos de una posible importación, en las plantas de regasificación de GNL),

este tipo de yacimientos se selecciona por características favorables que tienen no solo de las propiedades de yacimiento sino también de por el complejo de las facilidades de superficie.

**4.2.1 Modelo matemático del caso base para ASGN.** Para la realización del modelo matemático y con la finalidad de definir el número de pozos y cumplir con la base de diseño, se asume:

- Los pozos de inyección y producción atraviesan el yacimiento, la porosidad del acuífero es como mínimo el doble de la porosidad del yacimiento.
- La temperatura del yacimiento cambia a lo largo de la vida del proyecto
- La presión del yacimiento, al inicio de la producción, coincide con la presión de burbuja
- Se asume que al inicio de la explotación, todos los hidrocarburos están en fase gaseosa y al inicio de la producción, empiezan a condensar pesados y disminuye a lo largo de la vida de producción.

Los datos de partida para la determinación del modelo del yacimiento se muestran en la tabla 10.

**Tabla 10. Datos de partida para Caso base de ASGN en yacimiento depletado**

<b>Dato</b>	<b>Valor</b>	<b>Dato</b>	<b>Valor</b>
Temperatura yacimiento	121°C	Radio del yacimiento	8 Km
Presión inicial yacimiento	280 Kg/cm <sup>2</sup>	Permeabilidad del yacimiento	0.1 md
Porosidad del yacimiento	0.1	Permeabilidad del acuífero	9 md
Saturación de agua	0.1	Saturación residual de agua	0.1
Compresibilidad del agua	0.00006	Saturación residual del condensado	0.2
Punto de rocío	280 Kg/cm <sup>2</sup>	Saturación residual del gas	0.28
Espesor del yacimiento	60m	Gas in place (Valor asumido)	9.912 MMm <sup>3</sup>

Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

De acuerdo con la saturación residual, el gas requiere ocupar un mínimo del 28% del volumen poroso de la roca almacén del yacimiento, para comenzar a fluir. En la tabla 11 se muestran los parámetros relacionados con las instalaciones de superficie utilizados en el modelo matemático de la planta de tratamiento. En la tabla 12 se observa la composición del gas para el caso base.

**Tabla 11. Parámetros relacionados con las instalaciones de superficie**

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Presión de separador	70 Kg /cm <sup>2</sup>	Radio del yacimiento	8 Km
Temperatura del separador	38°C	Diámetro interno de la tubería de producción e inyección	5"
GOR del separador	40.000	Rugosidad de la tubería de producción e inyección	0.0006
Gravedad específica del gas de superficie	0.7	Longitud de la tubería de producción e inyección dentro del pozo	2.460m
Gravedad del condensado	55° API		
Salinidad del agua producida	100.000 ppm	Presión y temperatura del separador de superficie	35 kg/cm <sup>2</sup> 38 °C
GOR del separado de superficie	40.000/200	Punto de burbuja	280 Kg/cm <sup>2</sup>
Profundidad del yacimiento	2.460 m	Presión y temperatura del yacimiento	280 Kg/cm <sup>2</sup> 121 °C

Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

**Tabla 12. Composición del gas caso base**

Componente	Rango en Mol%	Diseño en Mol %
C1	83,46 – 91,44	86,79
C2	5,07 – 9,89	7,90
C3	1,46 – 2,60	2,19
i-C4	0,21 – 0,38	0,28
n-C4	0,30 – 0,58	0,39
C5	0,02 – 0,11	0,07
C6+	0,00 – 0,03	0,02
N2	0,65 – 2,09	1,41
CO2	0,49 – 1,29	0,95

Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

En la Tabla 13 se muestran los datos estimados de producción de gas, agua y condensado durante la vida de explotación del yacimiento, así como, la variación de la presión del yacimiento durante el periodo de explotación.

**Tabla 13. Datos estimados de producción de gas, agua y condensado.**

<b>AÑO</b>	<b>Presión Kg/cm2</b>	<b>Producción acumulada Condensado (MMbbl)</b>	<b>Producción acumulada de agua (MMbbl)</b>
<b>1</b>	280	0.01	0.001
<b>2</b>	267	0.1	0.05
<b>3</b>	250	0.7	0.2
<b>4</b>	229	0.9	0.3
<b>5</b>	190	1.8	0.6
<b>6</b>	157	2.7	0.9
<b>7</b>	127	3.3	1.12
<b>8</b>	106	3.9	1.35
<b>9</b>	84	4.4	1.5

Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

Para el cálculo del modelo de los pozos de inyección y producción se utilizó la aplicación PROSPER bajo los parámetros dados para el pozo EJE-1.<sup>13</sup>

A partir del modelo matemático del yacimiento determinaremos la predicción de los siguientes parámetros a lo largo de la vida del yacimiento, utilizando como almacén de gas, los siguientes datos:

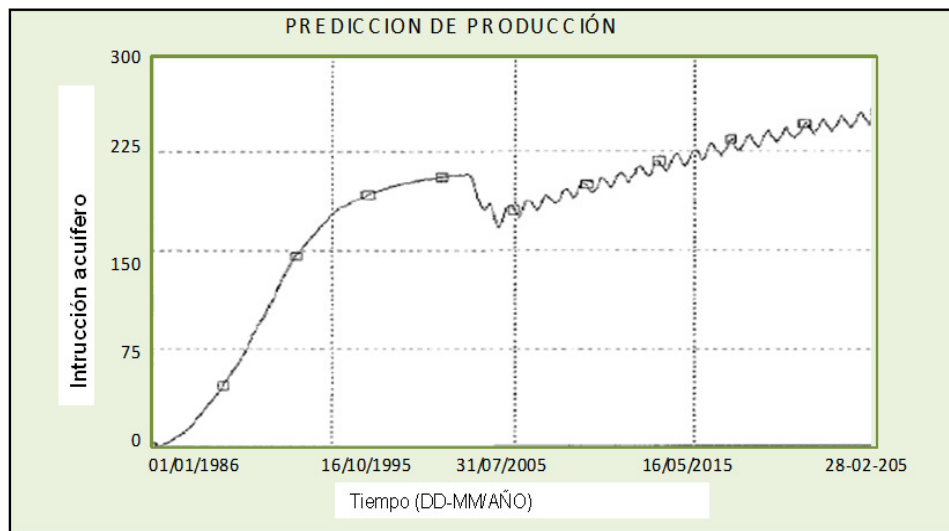
- Influjos de agua del acuífero.
- Caudales de gas, condensado y agua.
- Densidad del gas.
- Factor de recuperación del gas.
- Saturaciones de gas, condensado y agua.

<sup>13</sup>El cálculo del modelo se realizó en tesis Doctoral. SOLORZANO, Isidro. "Almacenamiento de gas natural en yacimientos agotados" Tesis doctoral 2004

- Presión del yacimiento.
- Presión del manifold.
- Permeabilidades relativas de gas, condensado y agua.

La figura 26 muestra la predicción del flujo de agua que podría penetrar en el yacimiento a lo largo de la vida del yacimiento, utilizando como almacén de gas.

**Figura 26. Predicciones de flujo de agua**



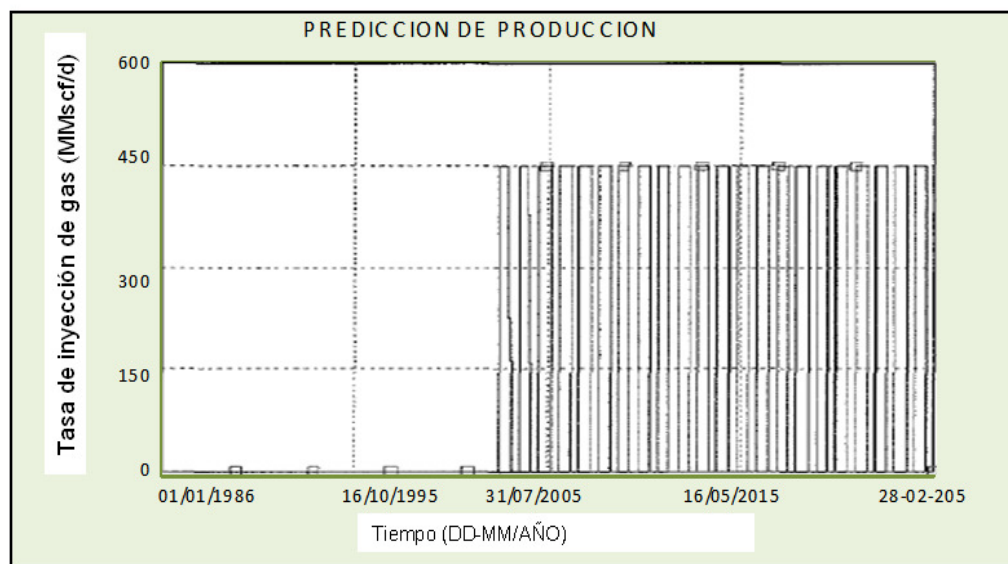
Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

En la figura 27 se muestra los ciclos de inyección de gas, con una inyección máxima de 13 MMm<sup>3</sup>/día, durante los meses de verano. Se requiere 14 pozos inyectoros para poder inyectar 13 MMm<sup>3</sup>/día, como exigen las bases de diseño.

En la Figura 28 se muestra la predicción de la producción diaria a lo largo de la vida del proyecto. Excepto en el primer ciclo de producción, la producción estimada durante la fase de utilización del yacimiento como almacén, alcanza producciones diarias de 18 MMm<sup>3</sup>/día en los meses de invierno, de acuerdo con

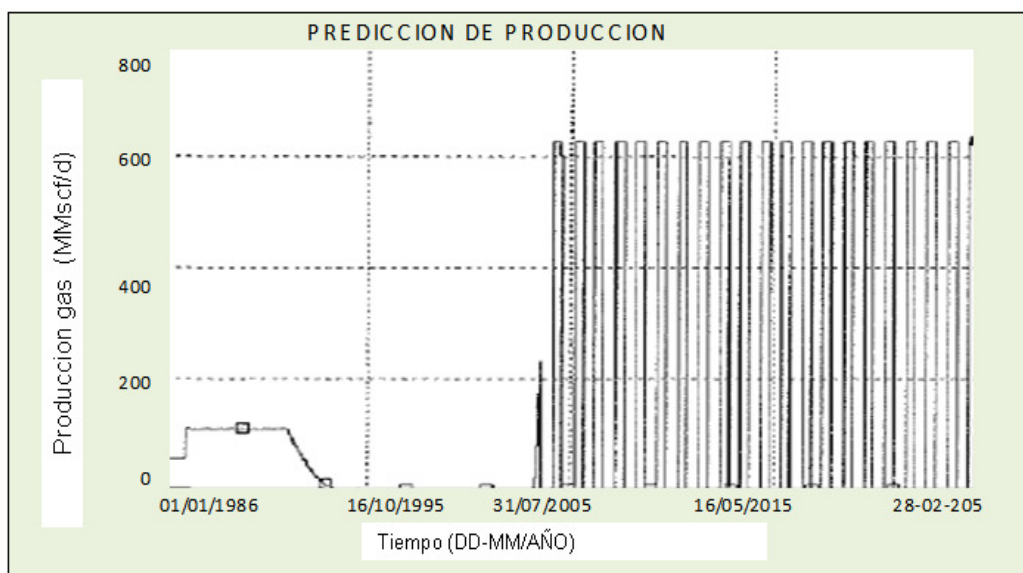
las exigencias de las bases de diseño, utilizando los mismos pozos inyectoros mencionados anteriormente.

**Figura 27. Predicciones de Inyección de gas.**



Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

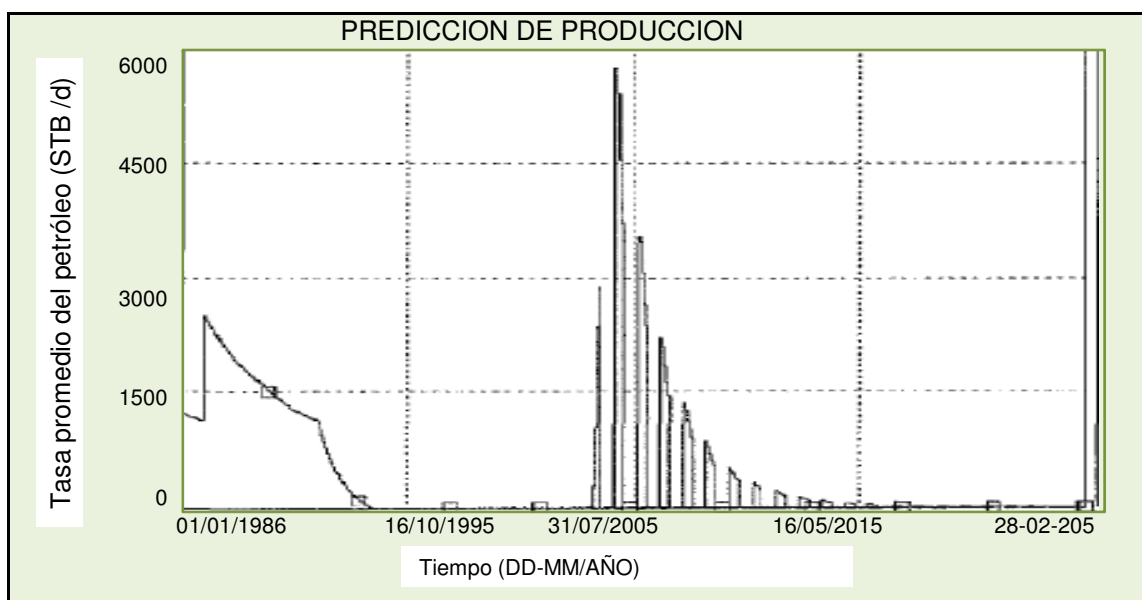
**Figura 28. Predicciones de Inyección de gas.**



Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

En la figura 29 se muestra la predicción de la producción de condensado durante la fase de la explotación, así como, durante la fase de utilización del yacimiento como almacén de gas. Como se aprecia en la figura, la producción de condensado podría llegar a los 6.000 Bbl/día en los primeros ciclos de producción en fase de almacenamiento de gas. Sin embargo, se provee que esta producción descienda bruscamente en los siguientes ciclos de producción, para llegar a cero en el año 2015.

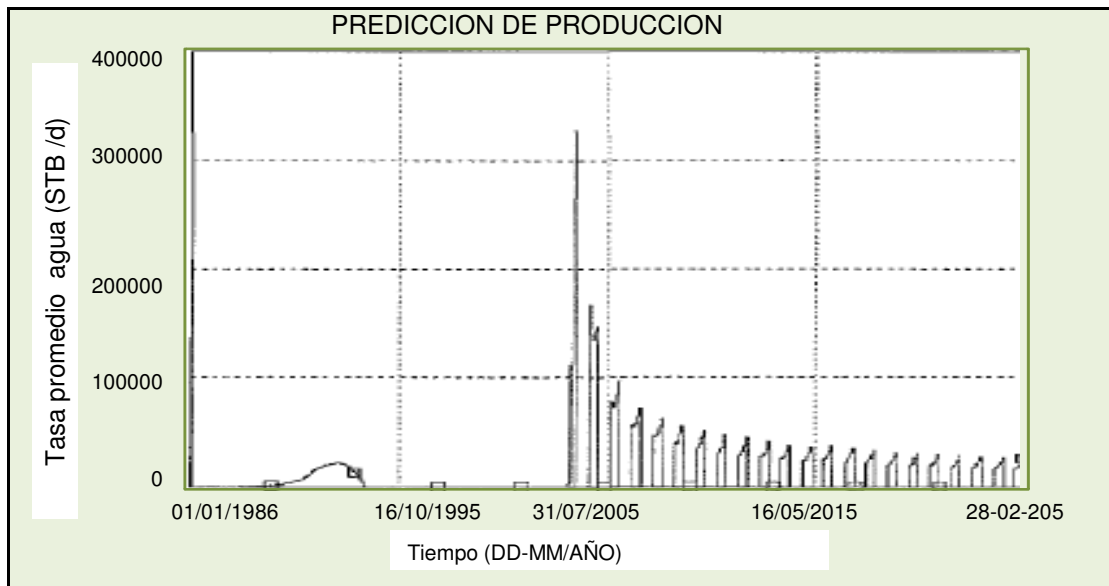
**Figura 29. Predicciones de producción de condensado durante la fase la explotación**



Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

En la figura 30 se muestra la predicción de la producción de agua a lo largo de la vida del yacimiento durante la fase de producción natural y durante la fase de utilización del yacimiento como almacenamiento, utiliza como almacenamiento. El agua de producción desciende bruscamente a partir del tercer ciclo de producción/inyección.

**Figura 30. Predicciones de producción de condensado durante la fase la explotación**



Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

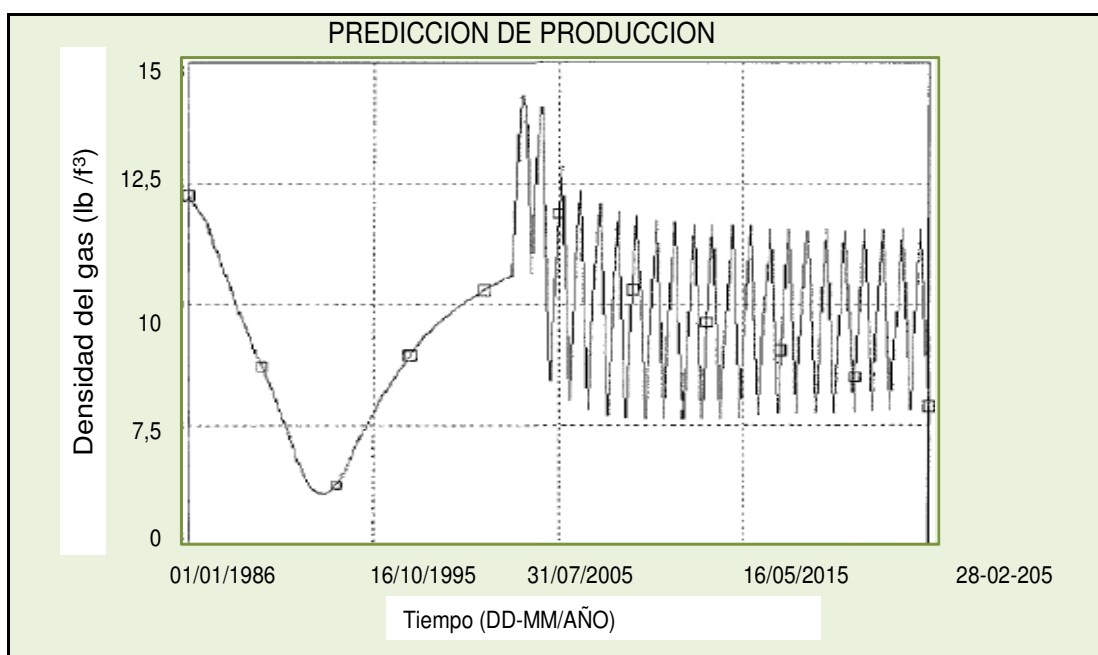
La figura 31 muestra la predicción de la densidad del gas producido a lo largo de la vida del yacimiento.

Inicialmente el volumen de poros de la roca almacén estaba ocupado solamente por gas y agua, ya que no existían hidrocarburos en fase líquida. A medida que el yacimiento perdió presión, los componentes más pesados del gas se condensaron, ocupando parte del volumen de los poros de la roca almacén. El volumen ocupado por los hidrocarburos líquidos no superó el 5% en ningún caso.

Debido a que el gas de inyección es un gas seco sin componentes pesados en su composición, el yacimiento se queda sin hidrocarburo líquido después de un periodo de 8/10 años de utilización del yacimiento como almacén de gas.

Como ya indicamos anteriormente, la saturación residual del condensado es de 0.2 es decir el volumen mínimo de ocupación de los intersticios de la roca por el condensado es de 20%, para que empiece a fluir. Por tanto, el volumen total de hidrocarburo líquido se condensa en el yacimiento, por pérdida de presión durante la fase de explotación el campo, por tanto no tiene posibilidades de fluir.

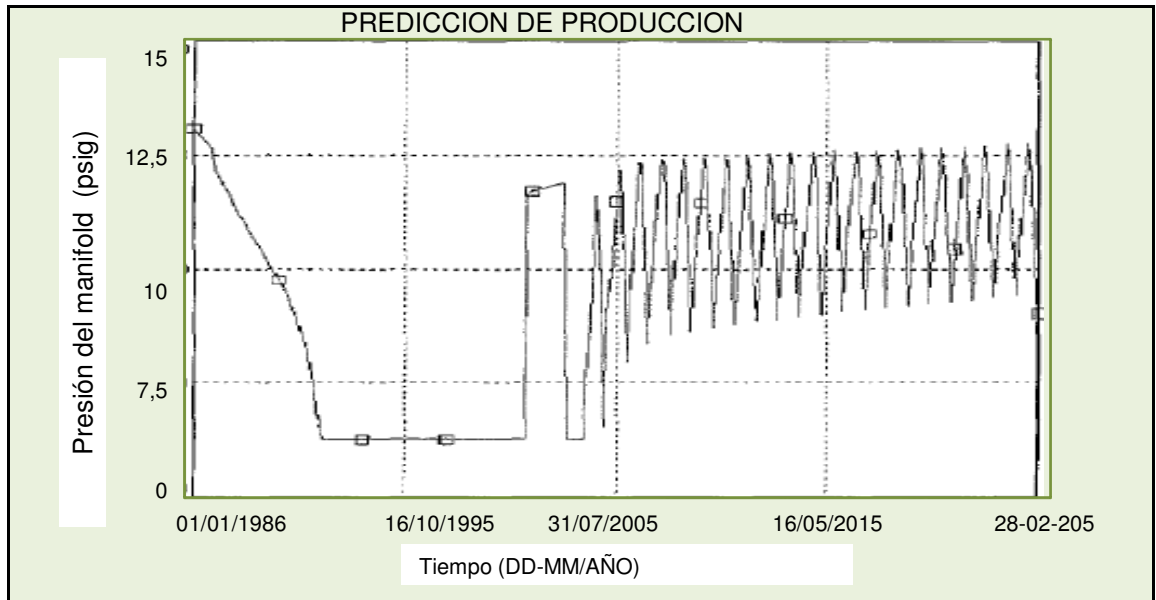
**Figura 31. Predicciones de la densidad del gas producido**



Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

La figura 32 muestra la predicción de la presión en el manifold en las fases de explotación y almacenamiento.

Figura 32. Predicciones de la presión en el manifold.

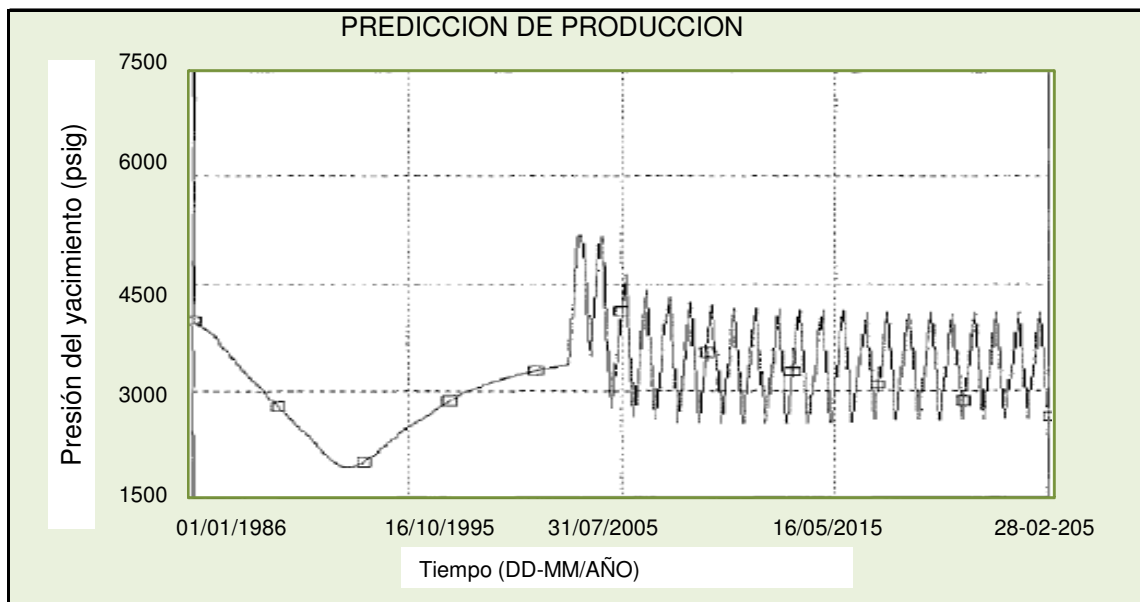


Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

En la Figura 33 se muestra la predicción de la presión del yacimiento. La presión inicial es de 280 Kg/cm<sup>2</sup>, descendiendo dicha presión por debajo de los 105 Kg/cm<sup>2</sup> al final de la explotación natural del yacimiento. Durante la fase de utilización del yacimiento como almacén de gas. La presión del yacimiento varía entre los 140 Kg/cm<sup>2</sup> y los 280 Kg/cm<sup>2</sup> aproximadamente.

De acuerdo con el modelo matemático Hust-van Evedingen del yacimiento se requieren 14 pozos para inyectar y extraer el gas almacenado. Como ya indicamos anteriormente, en el primer ciclo de extracción, las posibilidades de extraer gas a caudales diarios de 18,5 MMm<sup>3</sup> resulta difícil, debido a la acumulación de líquidos en el yacimiento y a la producción de los mismos.

**Figura 33. Predicciones de presión del yacimiento.**



Fuente: Repsol YPF SA CTR. Workbook: Tesis Doctoral 2004

**4.2.2 Balance de materia de la planta de tratamiento.** Para el diseño se presentan tres propuestas, buscando la mejor flexibilidad de la planta, lo cual nos lleva a distancia posibilidades que hay que tener en cuenta a la hora de tomar la decisión más conveniente. Como ya hemos indicado anteriormente, tenemos dos opciones para el tratamiento del gas extraído del almacén en épocas frías de invierno, a saber:

- Primera opción de tratamiento del gas: Separar el condensado y el agua en estado, a través de las líneas existentes
- Segunda opción de tratamiento del gas : Enviar en flujo trifásico a la planta de tratamiento para su posterior tratamiento y venta.

En la tabla 14 se detallan los parámetros que se estudian en un proyecto de viabilidad para el tratamiento del gas extraído del almacén.

**Tabla 14. Parámetros de estudio para realizar balance de materia**

Parámetro	Información a evaluar
DIAGRAMA DE FLUJO	Con la identificación de todas las líneas de flujo y equipos
BALANCE DE MATERIA (Con indicación de las líneas de flujo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de corriente y nombre</li> <li>• Presión y temperatura.</li> <li>• Fracción de líquido y vapor.</li> <li>• Entalpia.</li> <li>• Caudal de las distintas fases.</li> <li>• Densidad de gases de los fluidos.</li> <li>• Compresibilidad de la fase vapor.</li> <li>• Viscosidad a diferentes temperaturas.</li> <li>• Peso molecular.</li> <li>• Impurezas.</li> <li>• Compuestos corrosivos.</li> </ul>
ESPECIFICACIONES BÁSICAS (Información necesaria para el desarrollo de la ingeniería de detalle)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo de servicios auxiliares.</li> <li>• Consumo de aditivos químicos.</li> <li>• Diagrama de tuberías e instrumentos.</li> <li>• Datos de los equipos principal</li> <li>• Elevación de las tuberías.</li> <li>• Toma de muestras.</li> <li>• Identificación y numeración de todos los lazos de control.</li> <li>• Dimensión, numeración y especificaciones de las líneas de proceso.</li> <li>• Requerimientos de aislamiento y troceado eléctrico.</li> <li>• Alarmas, parada y sistema de emergencia.</li> <li>• Especificaciones de equipo y materiales.</li> <li>• Intercambio de calor y aero-refrigerantes.</li> <li>• Bombas, compresores.</li> <li>• Válvulas de seguridad</li> <li>• Tubería</li> <li>• Esquemas lógicos para sistemas de enclavamientos.</li> <li>• Implantación propuesta.</li> </ul>
MANUALES, especificaciones de equipos, asistencia técnica adicional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manual de funcionamiento de la planta</li> <li>• Especificaciones generales de equipos</li> <li>• Asistencia técnica del proveedor: Planos de implantación de equipos, diagramas de tuberías, diagramas lógicos de enclavamiento de equipos.</li> </ul>

**Fuente: Los autores**

La ingeniería básica define el proyecto globalmente. La ingeniería básica es la base de la ingeniería de detalle, para la definición de los equipos principales y materiales.

Durante esta etapa de viabilidad del proyecto, desde el punto de vista técnico y económico, habrán de emitirse los siguientes documentos:

- Planos de implementación general.
- Distribución de infraestructura y servicios comunes.
- Planos de instalación auxiliares.
- Diagramas de flujo.
- Implantación de equipos.
- Especificaciones generales.
- Planificación general del proyecto.
- Calendario de inversiones
- Costos operativos.

La planta de tratamiento deberá ser diseñada para un caudal máximo de 20 MMm<sup>3</sup>/d. el gas extraído, junto con el agua producida y el condensado, son transportados desde la plataforma a la planta de tratamiento para su acondicionamiento. El gas en la nueva planta de tratamiento se tratará, se estabilizará, se medirá y olorizará, antes de ser entregado de nuevo a la red nacional de gaseoductos. Para conseguir un gas en especificaciones, el tratamiento del gas en las instalaciones de superficie deberá tener en cuenta los siguientes puntos:

- Prevención de formación de hidratos.
- Punto de rocío en hidrocarburos.
- Punto de rocío en agua.

- Estabilización de condensado.

Los hidratos se forman por una combinación de partículas de agua y moléculas de hidrocarburo. La materia sólida es parecida al hielo. Pero con propiedades y estructuras diferentes. Los principales factores que influyen en la formación de hidratos son:

- Fluido saturado en agua
- Temperatura
- Reducción de presión
- Composición del gas.

La inyección de metanol, la inyección del glicol y el calentamiento del gas a la entrada de la planta de tratamiento a temperaturas superiores a la formación de hidratos son los métodos más utilizados para prevenir su consolidación.

Los inhibidores previenen la formación de hidratos, suministrando suficiente material de inhibición con capacidad de disolverse en el agua, estos evitan que el agua se combine con las moléculas de los hidrocarburos para formar hidratos.

Se han estudiado las siguientes opciones, desde el punto de vista de procesos, para prevenir la formación de hidratos:

#### **Opción A. inyección de Metanol.**

En esta opción, el metanol es inyectado en plataforma para controlar la formación de hidratos, por el enfriamiento del fluido a lo largo de la línea. Además, el etanol es inyectado aguas arriba de los cálculos Joule-Thomson a la entrada de la planta de tratamiento para evitar, también, la formación de hidratos al bajar las

temperaturas por el efecto de estrangulamiento a través de la válvula Joule-Thomson. Dentro de la planta se inyecta metanol aguas arriba de la torre de refrigeración, para conseguir el punto de rocío en hidrocarburos. A presiones altas, en cabeza de pozo, la torre de refrigeración no sería necesaria, ya que con el efecto de la J/T se conseguirá temperatura de  $-28^{\circ}\text{C}$ , como luego veremos, en los resultados de balance de materia realizado con el programa HYSYS.

### **Opción B. calentamiento a la entrada de la planta.**

El metanol es inyectado en plataforma como en la opción A, para el control de la formación de hidratos a lo largo de la línea. El fluido es calentado a una temperatura superior a la de formación de hidratos a la entrada de la planta de tratamiento. El metanol también se inyecta en la planta, a la entrada de las unidades de refrigeración, para la obtención del punto de rocío en hidrocarburos a presiones bajas de cabeza de pozo, cuando es necesaria la refrigeración para la obtención del punto de rocío en hidrocarburos.

### **Opción C. Inyección de etilen-glicol.**

Con inyección de etilen-glicol en plataforma y aguas arriba de la válvula Joule-Thomson evitamos la formación de hidratos en la tubería del pozo y a la entrada de la planta de tratamiento.

La especificación del punto de rocío en hidrocarburos es  $-2^{\circ}\text{C}$  a cualquier presión. De esa manera evitamos componentes líquidos durante el transporte de dicho gas hasta el consumidor.

De acuerdo con las bases de diseño y la composición del gas natural extraído, se necesitan temperaturas de  $-15^{\circ}\text{C}$  para conseguir el punto de rocío especificado,

aceros de baja temperatura no son requeridos en el diseño de la planta de tratamiento. Se realizan balances de materia a corrientes de entrada de 280 y 80n Kg/cm<sup>2</sup>.

Después de analizar las opciones presentadas para prevenir la formación de hidratos, se seleccionó la opción C, **inyección de etilen-glicol por su bajo costo y viabilidad** para el desarrollo de la unidad de almacenamiento.

**4.2.3 Bases del estudio económico.** Para este proyecto se ha tenido en cuenta una tarifa de almacenamiento mensual de US\$0.0045 por metro cúbico de almacenamiento contratado.

Los resultados se pueden ver en la Tabla 15, que se muestran a continuación. El costo estimado por área de describe a continuación:

**Tabla 15. Costos estimativos para un proyecto de ASGN**

<b>Detalle de la actividad</b>	<b>Costo</b>
Perforación de pozos	60,0 MM\$
Materiales	28,0 MM\$
Equipos principales	83.3 MM\$
Estudios de ingeniería	10.0 MM\$
Fabricación	19.2 MM\$
Construcción	38.7 MM\$
Seguros Certificación	3.5 MM\$
Supervisión y dirección	12.0 MM\$
Contingencias	29.3 MM\$
<b>Total</b>	<b>284.0 MM\$</b>

Fuente. Los autores

En los costos operativos anuales están incluidos todos los gastos requeridos para operar las instalaciones de producción en los precios fijos del invierno, así como, los gastos operativos de los compresores en los periodos de verano. En los gastos operativos, están incluidos, también, los gastos de inspecciones periódicas, los gastos de mantenimiento, los gastos de transporte y los gastos de personal.

Los gastos operativos se estiman en 26,3 MM\$ para el año de puesta en marcha de las plantas de inyección y producción. Se estima que el proyecto está operativo a partir del tercer año del inicio del desarrollo del proyecto, de acuerdo a la planificación realizada con la aplicación proyect. Para los años sucesivos hasta completar la vida del proyecto, se estima que los gastos podrían incrementarse un 3% anual. Las bases del análisis económico se pueden ver en la tabla 16.

**Tabla 16. Bases del análisis económico**

<b>Base a analizar</b>	<b>Valor o requerimiento</b>
Duración del proyecto. (No se incluye estudios de viabilidad e ingeniería básica).	30 meses
Puesta en operación el proyecto	A partir del tercer año
Gastos operativos para el primer año en operación	26,3 MM\$.
Gastos operativos escalados al 3% anual, a partir del primer año de producción.	Al 3% anual, a partir del primer año de producción
Tasa de impuestos a las ganancias.	35%
Periodo de depreciación.	20 años
Valor de las instalaciones al final de la vida del proyecto.	Valor cero (\$0)
Precio de ventas del condensado	19,5 \$/bbl.
Tasa de descuento para el cálculo del IVA	12%.
Tarifa de almacenamiento mensual por metro cubico de reserva contratada como almacenamiento.	\$ 0.0045

Fuente: Los autores

La estimación del costo total de la inversión se realiza por fases. La primera fase consiste en la evaluación del coste de los equipos principales, entendiendo por tales, los compresores de inyección, tuberías de los gasoductos y equipos principales de la planta de tratamiento.

**4.2.4 Obtención del costo de los equipos.** Existen básicamente dos procedimientos para la obtención del costo de los equipos principales: petición de oferta a fabricantes y correlación de costos de inversión.

La **correlación de costes de inversión** consiste en usar una relación entre los costos de inversión y los parámetros de potencias que definen los tamaños de los equipos. Es lo que se llama técnica de factor exponencial. El método supone que la estructura de costos varía en proporción distinta a la variación de la capacidad de potencial. El modelo general se expresa en la Ecuación 3.

$$C_e = C_r \left( \frac{Q}{Q_r} \right)^m \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$C_e$  = costo estimado.

$C_r$  = costo de referencia.

$Q$  = Parámetro de capacidad.

$Q_r$  = Parámetro de referencia.

$m$  = Exponente dependiendo del tipo de equipo.

**4.2.5 Obtención del costo de los materiales y equipos menores.** Las estimaciones de costos de los materiales y equipos menores, que interrelacionan los equipos principales, se realiza aplicando factores deducidos de la experiencia y relacionados con el costo de equipos principales. Los factores son distintos para

cada tipo de materiales o instalación. Así, existen factores para tubería, instrumentación, electricidad e infraestructura. El costo a este aparato se expresa en la ecuación 4.

$$C_m = C_e \sum F_i \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde:

$C_m$ = Costo material y equipo menor

$C_e$ = costo de equipos principales.

$F_i$ = factores de cada tipo de material

Los valores de estos factores son variables con el tiempo, dependiendo en cada momento de las situaciones de mercado.

**4.2.6 Obtención del costo de la construcción.** Para el cálculo del costo relativo a la construcción se aplica un factor único al costo de los equipos principales. El modelo se expresa en la siguiente ecuación 5.

$$C_c = K C_e \quad \text{Ecuación 5.}$$

Siendo:

$C_c$  = Costo construcción

$K$  = Costo equipos principales.

**4.2.7 Obtención del costo de la planta.** El costo total de la planta se expresa en la Ecuación 6.

$$C_t = C_e + C_m + C_c \quad \text{Ecuación 6.}$$

Una planta de tratamiento de gas y una planta de inyección al yacimiento utilizando como almacenamiento, precisa para su funcionamiento de servicios e infraestructura adicionales. Precisaré de agua contra incendios, energía eléctrica,

comunicaciones, accesos, almacenes, talleres, oficinas, etc. El costo de estos servicios es importante y ha de considerarse en el valor final de la inversión. El valor de las instalaciones existentes no se tiene en cuenta. El valor remanente de dichas instalaciones es cero en nuestro caso.

**4.2.8 Obtención de costos operativos.** Para el cálculo de los costos de operativos, se tiene en cuenta los siguientes componentes:

- Costos proporcionales a la inversión. Tales como mantenimiento, seguros y seguridad, los cuales pueden representar un 20% de la inversión total anual.
- Costos proporcionales a la producción. Incluye los costos relacionados directamente con la producción, tales como, materias primas y consumibles.

Además de los costos operativos directos, hay que considerar otros costos operativos adicionales indirectos, tales como, administrativos, distribución, marketing, investigación e impuestos. Si la estimación de costos se hubiera realizado por medio de petición de ofertas, tras recibir las ofertas, se habría iniciado el proceso de análisis de las ofertas, con el fin de obtener, finalmente, una tabulación de las características técnicas y económicas de las diferentes ofertas.

Los criterios para la selección final, aparte del meramente económico de la propia oferta, son variados: Plazo de ejecución, calidad técnica del ofertante, confianza el mismo y especificaciones técnicas definidas por la ingeniería básica del proyecto.

La selección del proceso constituye la parte esencial en la selección de los equipos principales y se basa en los siguientes criterios.

- Costos de operación, por su incidencia directa en los análisis económicos.
- Costo de la inversión, por su incidencia directa en los análisis económicos, en la rentabilidad de la inversión y en plazo de amortización.

- Mantenimiento por su complejidad en el proceso y materiales empleados. Dependiendo, fundamentalmente, en la dedicación al mantenimiento de los equipos y, por tanto, en los costos operativos. Las pérdidas de producción como consecuencia de paradas preventivas no se ha tenido en cuenta.
- Rendimiento, por la capacidad de estar en servicio por un tiempo determinado.
- Tecnología, por la situación tecnológica general del sector. Se debe evitar la selección de un proceso tecnológicamente superado.

### 4.3 ESTIMACION DE COSTOS DEL CASO BASE DE ASGN

**4.3.1 Costos de los pozos de inyección / producción** En la tabla 17 se muestran los costos de los equipos de los pozos a perforar. El costo estimado se ha calculado para 11 pozos, teniendo en cuenta que 3 pozos existentes podrían servir para la nueva fase de utilización del yacimiento como almacén. El costo total de los equipos de los 11 pozos es de 14,8 MM\$.

**Tabla 17. Costos de los pozos de inyección /producción**

EQUIPO	Cálculo del costo pozo inyección /producción			
	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Costo total
Pozos de producción	No	11	910.100	10.011.100
Árbol de navidad	No	11	348.800	3.836.800
Boca de pozo	No	11	30.000	330.000
Completamiento	No	11		
Pozos de producción; oil (GAS IIFTED)	No			
Árbol de navidad	No			
Boca de pozo	No			
Completamiento	No			
Pozos de inyección de gas	No			
Árbol de navidad	No		16.000	
Boca de pozo	No		6.000	
Completamiento	No		30.000	

Tabla 17 (Continuación)				
Pozos de inyección de Agua	No			
Árbol de navidad	No		16.000	
Boca de pozo	No		6.000	
Completamiento	No		30.000	
<b>SUB - TOTAL</b> ...	No	11		14.178.000
<b>CARGA</b>	%	5.0		709.000
<b>TOTAL EQUIPO (US\$)</b>				14.887.000

**4.3.2 Cálculo de costos de materiales.** El costo estimado de los materiales empleados en la perforación de los 11 pozos, que se utilizarían, junto con los tres utilizados en la explotación del campo, para la inyección / extracción del gas, utilizando el yacimiento como almacén, es de 13,7 M\$, datos expuestos en la Tabla 18.

**Tabla 18. Costo estimativo de los materiales.**

Materiales	Cálculo costo de materiales.			
	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Costo total
CASING/TUBING				
CASING 30 “	m		535	
CASING20 “	m	700	150	105.000
CASING13 3/8 “	m	16.600	110	1.826.000
CASING9 5/8 “	m	26.500	65	1.723.000
LINER7 “	m	7.000	35	245.000
LINER5 “	m		30	
TUBING 5”	m	33.100	29	960.000
TUBING 3 ½”	m		21	
CEMENTO	m	33.135	22	729.000
LODO	m	33.135	100	3.314.000
SALMUERA	m	33.135	67	2.220.000
BITS	m	33.135	60	1.988.000
				13.110.000
<b>CARGA</b>	%	5.0		656.000
<b>TOTAL COSTO DE MATERIALES US\$</b>				13.766.000

**Fuente: Los autores**

**4.3.3 Costos de perforación.** Los costos de la perforación de los 11 pozos se muestran en la tabla 19. En dicho costo se incluye los costos de perforación, servicios, movilización y desmovilización. El costo estimado de este concepto es de 18,3 MM\$.

**Tabla 19. Costo estimativo de perforación**

<b>Costo de perforación</b>				
	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Costo total
COSTO DE PERFORACION	DIAS	540		
Alquiler equipo de perforación	DIAS	540	14.500	7.830.000
Tripulación de perforación	DIAS	540	8.800	4.752.000
Consumibles	DIAS	540	2.000	1.080.000
Taladro	DIAS	540	1.100	599.000
Trasporte	DIAS	540	560	302.000
Costo de movilización / desmovilización	DIAS	20	16.200	324.000
<b>Servicios de perforación</b>				
Tala	/pozo	20	100.000	2.000.000
Cementación	/pozo	20	20.000	400.000
Pruebas	/pozo	20	50.000	1.000.000
Otros costos				
<b>TOTAL CONSTRUCCION US\$</b>				<b>18.287.000</b>

**Fuente: Los autores**

La contingencia estimada para la perforación de los pozos inyectores / productores se ha estimado en un 20% del total del costo de perforación, elevándose al costo estimado por este concepto a 10,1 MM\$ según tabla 20. Los costos estimados para el diseño, control y supervisión de la perforación de los 11 pozos se muestran la tabla 21. El costo estimado por este concepto es de 3.3 MM\$

**Tabla 20. Costo de contingencias en perforación.**

<b>Contingencias</b>		
	%	Costo
CONTINGENCIAS	20	10.045.000
<b>Total Contingencias</b>		<b>US\$10.045.000</b>

**Tabla 21. Costos diseños y gestión de proyectos.**

<b>Diseños y gestión de proyectos</b>				
	%	HORAS HOMBRES	Costo Mhr	costo
Concepto detalle y seguimiento	2.0	13.000	75	939.000
Gestión de proyectos	3.0	11.000	125	1.408.000
Seguros y Certificación	2.0			939.000
<b>Total Diseño y Gestión de Proyectos US \$</b>				<b>3.286.000</b>

**Fuente: Los autores.**

**4.3.4 Costo de las instalaciones de superficie.** En la tabla 22, se define la lista de equipos de la planta de tratamiento, junto con los precios unitarios estimados, así como, el costo de transporte de los equipos. El costo total de los equipos es de 41,2 millones de dólares.

**Tabla 22. Costos de instalaciones de superficie**

<b>EQUIPOS</b>		<b>Cálculo de costos</b>			
Tipo de facilidad	<b>Producción</b>	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Costo total
Líneas de flujo manifolding		t	3	20.000	60.000
<b>PROCESAMIENTO DE PETROLEO</b>					
Separación y estabilización		t	48	20.000	961.000
Calefacción		t		19.500	
Refrigeración		t	11	5.800	62.000
Deshidratación (las bombas )		t		9400	
Deshidratación (tanques )		m3		38	

<b>Tabla 22 (Continuación)</b>				
Desalación tanques	m3		38	
<b>PROCESAMIENTO DE GAS</b>				
Refrigeración	t		5.000	
Deshidratación de gas				
Glicol	t	403	25.000	10.075.000
Lecho de tamiz molecular	t		5.250	
Eliminación de gas ácido				
Amina / solvente físicos	t		17.100	
Lecho de óxido de Zinc	t		1.250	
Recuperación de azufre	t		13.500	
Gas de la cola de limpieza	t		13.000	
Punto de rocío de control / recuperación de GLP	t			
LTS / intercambiador		174	16.300	2.836.000
Paquete de refrigeración	t		36.700	
Turbo expansión	t	60	30.100	1806000
Fracción de GNL / fraccionamiento	t		20.100	
Fracción de GLP / fraccionamiento	t		19.600	
Almacenamiento atmosférico	t		38	
Almacenamiento a presión	m3		3.200	
Exportación de bombeo	t			
Aceite / condiciones de producción			49.800	
GNL PRODUCTO	t		53.000	
GPL PRODUCTO	t		53.000	
Gasolina producto	t		53.000	
COMPRESION DEL GAS	t	341	41.500	14152000
Medida del líquido de exportación	t		21.600	
Medición de gas	t	36	32.500	1.170.000
Agua de inyección	t		38.700	
Tratamiento de agua y su eliminación	t	5	18.400	92.000
Seguridad	t	74	6.500	482.000
Utilidades	t	132	16.200	2.138.000
Control y comunicaciones				2.320.800
Generación de energía	t	51	47.500	2.423.000
Distribución de la energía	t	31	21.300	660.000
<b>CARGA</b>		5	%	1.962.000
<b>TOTAL EQUIPOS US \$</b>				<b>41.199.800</b>

Fuente: Los autores

En la Tabla 23 se muestra los costos estimados de los materiales requeridos para las instalaciones de superficie. El costo estimado es de 12,5 MM\$. En dicha tabla se listan los materiales relacionados con la planta de tratamiento y sus precios unitarios. El costo total incluye el transporte de los mismos a la plata de tratamiento

**Tabla 23. Costos de plantas de tratamiento**

Materiales	Cálculo de Costos			
	Unidad	Cantid	Unidad	Costo
ESTRUCTURAS DE ACERO	t	209	1.100	230.000
TUBERIA	t	744	9.800	7.294.000
ELECTRICA	t	101	16.000	1.624.000
INSTRUMENTOS	t	11	24.000	276.000
OTROS	t	242	8.000	1.940.000
MATEIRALES CIVILES	m2	5.384	111	598.000
CARGA		5	%	598.000
<b>TOTAL COSTOS DE MATERIALES US \$</b>				<b>12.560.000</b>

Fuente: Los autores

En la tabla 24 se muestra el costo estimado para la fabricación de equipos y tuberías de las instalaciones de superficie. El costo estimado por este concepto asciende a 13,1 MM\$, incluyendo el transporte.

**Tabla 24. Costos de fabricación de equipos y tuberías de las instalaciones de superficie**

<b>PRE- FABRICACION 0 %</b>						
	Unidad	Cantidad	MHr/ u	Mhrs	costos/ MHr	Costos
<b>EQUIPO</b>	t		23		45	
<b>ESTRUCTURA DE ACERO</b>	t	157	90	15000	45	675000
<b>TUBERIA</b>	t	558	320	237500	45	10688000
<b>ELECTRICA</b>	t		450		45	
<b>INSTRUMENTOS</b>	t		580		45	
<b>OTROS</b>	t		230		45	
<b>CARGA DE SALIDA Y TRASPORTE</b>		15			%	1704000
<b>TOTAL PRE-FRABRICACION</b>					<b>US\$</b>	<b>13067000</b>

Fuente: Los autores

La Tabla 25 se muestra los costos estimados para la construcción de la planta de tratamiento. El costo estimado es de 31,6 MM\$. El coste de la construcción representa un 47% los costos de los equipos principales, materiales y prefabricación.

**Tabla 25. Costos de construcción de la planta de tratamiento**

CONSTRUCCION						
	UNIT	QTY	MHr/ UNIT	MHr	COSTO/ MHr	COSTO
Preparación del sitio	m2	6.000	1,7	10.000	70	700.000
Construcción civil	m2	6.000	6,2	50.000	70	3.500.000
Deslizamiento / Montaje del carrete	t	900	31	30.000	70	2.100.000
Instalación de quipos	t	1.500	31	60.000	70	4.200.000
Montaje de tanque	m3		1,7		70	
Estructuras de acero	t	70	200	15.000	70	1.050.000
Tubería	t	190	444	90.000	70	6.300.000
Eléctrica	t	115	889	110.000	70	7.700.000
Instrumentos						1.400.000
Otros						4.662.000
<b>TOTAL CONSTRUCCION US</b>						<b>31.612.000</b>

Fuente: Los autores

**4.3.5 Costos de diseño y dirección del proyectos..** En la tabla 26 se muestran los costos estimados para la ingeniería de la planta, supervisión, control del proyecto, certificación y seguros. Se ha estimado un 6% del costo total del proyecto para los estudios de ingeniería, un 7% para la supervisión y dirección y el 2% para la certificación y seguros del proyecto. El total de costos estimados es de 14,7 MM\$.

**Tabla 26. Costos de diseños y dirección del proyecto**

<b>Diseño y dirección de proyectos</b>				
	%	Mhoras	COSTO/ Mhr	costo
Estudios de ingeniería	6	78.747	75	5.906.000
Dirección de proyectos	7	55.128	125	6.891.000
Seguro y certificaciones	2			1.969.000
Total diseño y dirección de proyectos US\$				14.766.000

Fuente: Los autores

Se estima un 15% del total de las inversiones como costos de contingencias. El costo estimado por este concepto es de 16.9 MM\$, según Tabla 27.

**Tabla 27. Costos de diseños y dirección del proyecto**

Contingencias		
	%	Costo
Contingencias	15	16.981.000
Total Contingencias		16.981.000

Fuente: Los autores

**4.3.6. Costos de infraestructura.** Se deben evaluar diferentes costos de infraestructura en forma precisa para poder realizar generar los costos totales del proyecto; estos costos estimados son: Infraestructura, carreteras, edificios de administración, oficinas, entre otros. La tabla 28 muestra los costos estimados por este concepto que ascienden a 7.4 millones de dólares.

**Tabla 28. Costos de infraestructura**

Materiales y Construcción		Cálculo de costos		
	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Costo
CONSTRUCCION DE CARRETERAS	Km	15	25.000	3.750.000
Construcción del campo	Km	0	7.000	3.150.000
Operaciones de campo	No	0	20.000	
Administración de edificios	no	20	20.000	400.000
Vivienda permanente	No	0	220.000	
Facilidades medicas	No	2	75.000	150.000
Escuelas e iglesias.	no	0	12.500	
Trasmisión de energía	km	0	50.000	
<b>Total materiales y construcción US\$</b>				<b>7.450.000</b>

Fuente: Los autores

**4.3.7 Costos operativos.** Los conceptos que se han tenido en cuenta son: Gastos de personal, inspecciones, combustibles, logística, mantenimiento de pozos, seguros y administración. Se estiman los costos operativos en 26,3 MM\$ para el primer año de funcionamiento de la planta y años sucesivos. Los gastos operativos se escalan a 3% anualmente, datos que se pueden ver en la tabla 29.

**Tabla 29. Costos operativos**

Año de operación		1	2	3	4	5	6
Moneda: US\$	Total						
Personal de servicio	50.4	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
Inspección	15.4	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Consumibles	1.47	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Logística y vehículos	7.78	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Mantenimiento de pozos	44.6	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Seguridad	31.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Sub total (costos de dirección)	151.1	21.5	21.6	21.5	21.5	21.5	21.5
Administración y gastos generales	32.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Gastos operativos fijos totales	183.9	26.3	26.3	26.3	26.3	26.2	26.3

Fuente: Los autores

#### 4.4 ESTRUCTURA GENERAL DE LOS FLUJOS DE CAJA

El modo del proyecto de inversión se sustenta en la estimación de la corriente de entradas y salidas de caja, incluyendo las inversiones realizadas en el proyecto a lo largo del tiempo. La rentabilidad económica del proyecto se medirá, pronosticando las variables que intervienen en el cálculo del flujo de caja anual. La rentabilidad del proyecto se mide en unidades monetarias para el caso de VPN (Valor presente neto) y en porcentaje para el TIR (Tasa Interna de retorno).

**4.4.1 Financiación del proyecto.** La determinación de los flujos de caja se realiza, para el caso estudiado, con inversiones financiadas del 10 al 70% y con un interés anual del 7%. El caso base se financia con el 100% de fondos propios. La cuota anual a pagar al banco será determinada con la Ecuación 7.

$$C = P(i(1 + i))^n / (1 + i)^n - 1 \quad \text{Ecuación 7}$$

Siendo:

C= La cuota a pagar, incluyendo interés y amortización de la deuda.

P= préstamo

i= interés de la deuda.

n= número de años de amortización.

**4.4.2 Valor Presente Neto- VPN (Net Present Value method- NPV).** El valor presente neto (VPN ) es el método más conocido y mejor aceptado para evaluar proyectos. Mide la rentabilidad del proyecto, en términos monetarios, que exceden la rentabilidad deseada del 12% después de recuperar la inversión. Si el resultado es cero, tiene una rentabilidad equivalente a la tasa interna exigida por la empresa. Si el resultado es negativo, mostraría el monto que falta por ganar para conseguir la tasa interna que se desea obtener, después de recuperada la inversión. El valor actualizado se calcula por la Ecuación 8.

Donde:

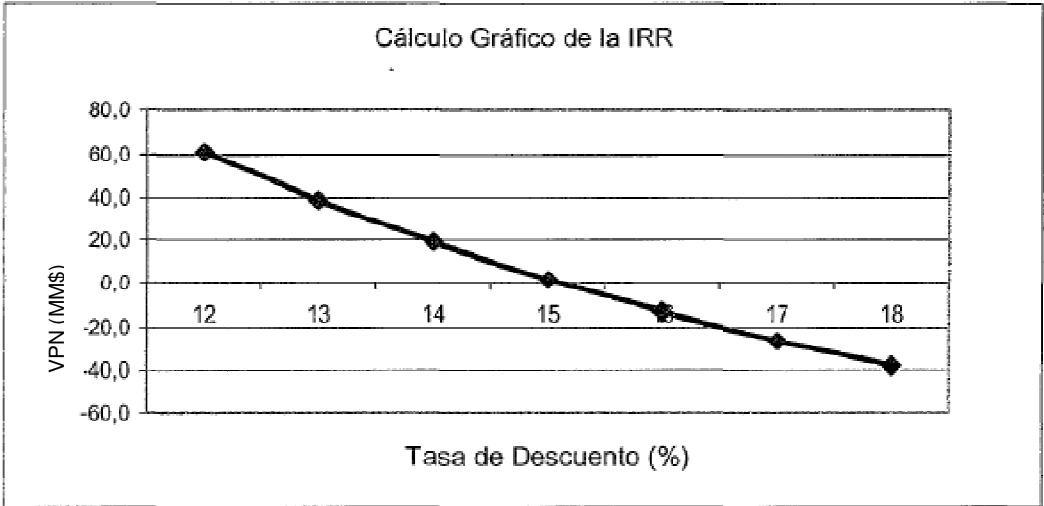
i= tasa de descuento

n= número de años

VF= valor de flujo de caja anual.

**4.4.3 Tasa de Retorno – TIR (The Internal Rate of Return).** Mide la rentabilidad en porcentaje, es decir, en términos relativos. En nuestro caso base con 0% de financiación y exigiendo un 12 % de tasa de descuento por la empresa, el VAN muestra que el proyecto tiene una rentabilidad del 12% y además se recuperan 60 millones de dólares. Esto indica el margen que tiene la empresa en la inversión sin incurrir en pérdidas financieras. La tasa máxima que hace que el PVN sea cero es lo que se define como tasa interna de rentabilidad TIR, que en nuestro caso, para una financiación del 0% es de 15 %. En la Figura 34 se muestra la variación del PVN con tasas de descuentos superiores al 12%.

Figura 34. Cálculo gráfico de la tasa interna de retorno



Fuente: Los autores

Gráficamente se puede calcular la tasa de descuento que hace que el PVN sea cero. Por definición, la tasa de descuento que hace que el VPN sea cero, se define como la tasa interna de rentabilidad (TIR). En figura 32 se observa un TIR del 15% cuando el VPN se hace cero, coincidiendo dicho valor con el cálculo matemático.

**4.4.4 Período de recuperación de la inversión (PRI).** Tiene por objetivo medir en cuanto tiempo se recupera la inversión, incluyendo el costo del capital. En nuestro caso base, con financiación 0%, el periodo de recuperación es de 6 años, a partir del primer año que se obtienen flujos de caja positivos.

La tasa de descuento debe ser igual a la rentabilidad esperada. Los accionistas del proyecto estarán dispuestos a invertir en el proyecto si su rentabilidad esperada es más alta, en igualdad de condiciones de riesgo, que la que se obtendrá invirtiendo en otros casos activos financieros. La rentabilidad esperada por la empresa se puede calcular mediante el modelo para la valoración de activos de capital que señala que la tasa de descuento exigida por la empresa es igual a la tasa libre de riesgos más una prima por riesgos. La ecuación 9 muestra la forma de obtener la tasa esperada por la empresa.

$$r_{RE} = r_{LR} + \beta(r_{REM} - r_{LR}) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

$r_{RE}$  = tasa esperada por la empresa

$r_{LR}$  = Tasa libre de riesgo.

$r_{REM}$  = Tasa esperada por el mercado

B = Factor de riesgo.

En nuestro caso la tasa esperada por la empresa es:

$$r_{RE} = 6\% + 1,48(10\% - 6\%) = 12\%$$

Los flujos de caja se estructuran en varias columnas, representando los movimientos de caja ocurridos en un periodo de un año. El proyecto se evalúa en un horizonte de tiempo de veinte años .

En la tabla 30 se muestra la el Análisis económico de un proyecto con un costo total de MM\$ 284, con un crédito bancario del 60%, con un PVN de 124 MM\$ y un TIR del 27.7%

**Tabla 30. Análisis económico para un proyecto de MM\$284 y con crédito bancario de 60% del valor total**

Año	Capital facilidades de inversión	Inversión de capital pozos	Crédito al banco	Gastos de operación	Venta de condensado	Ingresos por almacenamiento de gas	Explotación neta	Interés de la deuda	Capital de amortización de la deuda	Capital acumulado de la deuda	Capital de depreciación	Operación neta de impuestos	Base del impuesto	Flujo de caja libre de impuestos
1	60,2	60	170,4											50,2
2	109,1													-109,1
3	54,9													-54,9
4				26,3	2	60,1	35,8	11,9	12,3	12,3	24,3	11,2	12,7	7,1
5				27,1	2,6	80,5	56	11,1	13,2	25,5	24,3	11,3	33,6	20
6				28,7	3,3	100,1	75,5	10,1	14,1	39,6	24,3	11,9	53,5	32,5
7				29,6	4	120,2	85,4	9,2	15,1	54,6	24,3	13,3	72,5	45,8
8				30,5	4	120,2	94,5	3,1	16,2	70,9	24,3	14,9	71,6	45,2
9				31,4	3,6	120,3	93,7	7	17,3	88,2	24,3	14,9	71,8	44,3
10				32,3	3,2	120,2	92,3	5,8	18,5	106,7	24,3	14,9	71,7	43
11				33,3	2,8	120,2	91	4,5	19,5	126,5	24,3	14,9	71,7	41,5
12				34,3	2,4	120,2	89,6	3,1	21,2	147,7	24,3	14,9	71,7	40,3
13				35,3	2	120,2	88,2	1,6	22,7	170,4	24,3	14,9	71,8	38,8
14				36,4	1,6	120,2	86,6					14,9	72	61,6
15				37,5	1,2	120,3	85,3					14,9	70,5	60,7
16				38,6	0,2	120,2	83,9					14,9	69	59,7
17				39,8		120,2	81,7					14,9	66,9	58,3
18				39,8		120,2	80,4					14,9	65,5	57,4
19				41		120,2	79,2					14,9	64,3	56,7
20				42,2		120,2	77,9					14,9	63,1	55,9
21				43,5		120,2	76,7					14,9	61,8	55
22				44,8		120,2	75,4					14,9	60,5	54,2
23				46,1		120,2	74					14,9	59,2	53,3
24														
	224,2	60		706,7	36,9	2283,3	1613,5	72,2	170,4			285,8	1255,4	817,6
													PVN (12%)	126,4
													IRR	27,72
<b>Precio del condensado: 19,5 US Dólares/ Bbl</b>														
<b>Gastos de funcionamiento para el año 2012</b>														
<b>Gastos de funcionamiento escalonado : 3%</b>														
<b>Capital de amortización: 20 años</b>														
<b>Total CAPEX : 284 MM dólares (Caso base)</b>														
<b>60% capital de la deuda (170,4 MMUS)</b>														

## 4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los resultados que se obtiene al aplicar los criterios de evaluación no identifican exactamente la rentabilidad del proyecto, sino solamente los escenarios futuros posibles. Los cambios que, casi con certeza se producirán en las variables del entorno, harán que sea prácticamente imposible conseguir que la rentabilidad calculada sea la que efectivamente tenga el proyecto a desarrollar. Por ello la decisión sobre la aceptación o rechazo del proyecto deberá basarse en el análisis de la rentabilidad de la inversión. Los modelos de sensibilidad se utilizan como alternativa para conseguir información adicional que posibilite decir más adecuadamente sobre la viabilidad de la inversión del proyecto.

El método de sensibilidad que emplearemos en nuestro caso, consiste en determinar el grado de variabilidad de los parámetros que afecta directamente al flujo de caja. Esto permite identificar cuáles son las variables más críticas y los puntos más débiles sobre los que se debe concentrar la búsqueda de información, para determinar el grado de certeza del TIR Y VPN para los cuales el proyecto no es rentable.

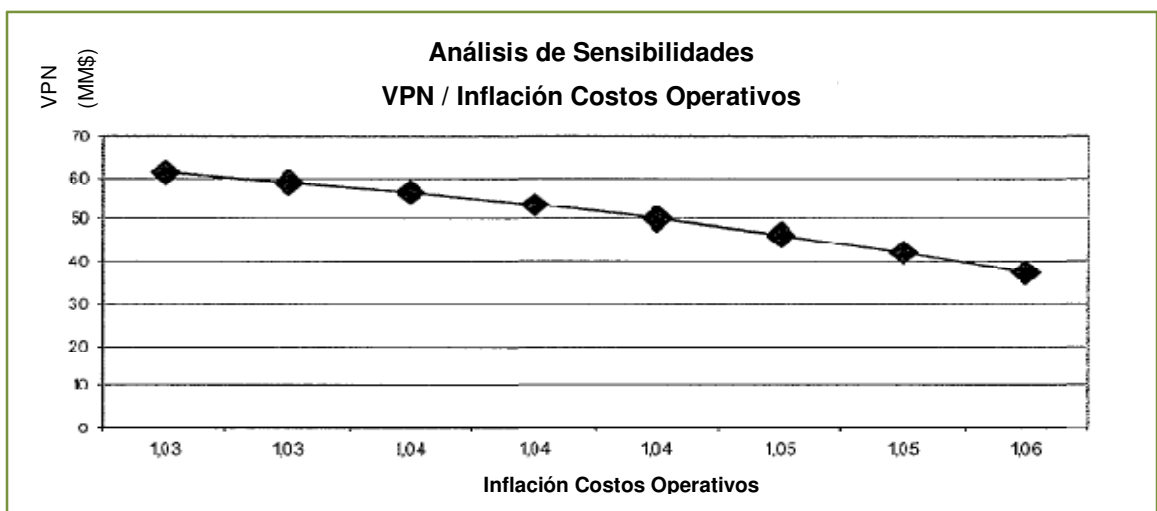
El análisis multidireccional analiza cómo se afecta el TIR Y VPN cuando se modifica el valor de una de las variables: costos operativos, capital invertido en las instalaciones, costo de inversión de los pozos de desarrollo, tarifa de almacenamiento y el precio de venta del almacenamiento.

A continuación, describiremos los efectos de variación de cada una de estas variables. Este método, permite, a su vez, determinar hasta donde se puede modificar cada una de las variables mencionadas para que el VPN sea cero, para una tasa de descuento del 12%.

Aunque el análisis de sensibilidad es, probablemente, el análisis de riesgos más utilizado, tiene sus limitaciones. El riesgo de un proyecto depende de la sensibilidad al cambio en las variables fundamentales. En nuestro caso se analiza la sensibilidad del **VPN** y del **TIR** al cambiar las variables mencionadas anteriormente.

**4.5.1 Tasa de incremento anual de los costos operativos.** En el caso base se escalan los costos operativos al 3%. Los costos operativos podrían incrementarse hasta un 6% anual, sin que el VPN se vea afectado de una manera importante. Como se puede ver en la Figura 33 el VPN descendería de 60,2 MM\$ hasta los 40 MM\$ para un incremento anual de los gastos operativos del 6%. La tasa interna de rentabilidad (TIR), descendería del 15% al 14% para el margen de variabilidad mencionado, datos en Figura 35.

**Figura 35. Análisis de Sensibilidades VPN/ Inflación Costos Operativos**

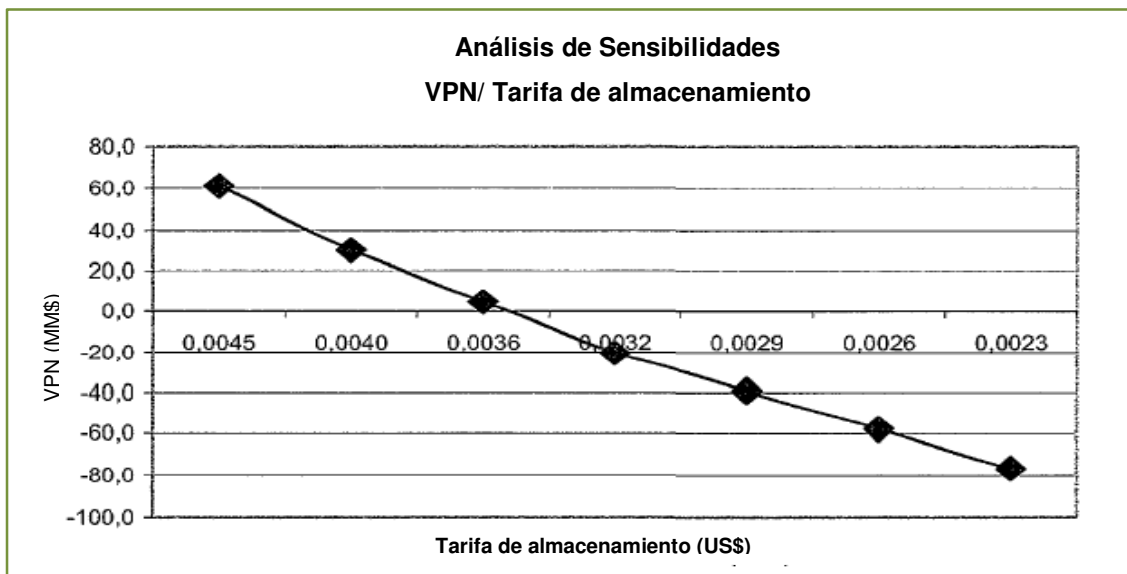


Fuente: Los autores

**4.5.2 Tarifa de almacenamiento.** La tarifa de almacenamiento mensual utilizada en el caso es de 0,0045 dólares por cada metro cubico de almacenamiento contratado. En la figura 36 la tarifa mínima mensual 0,0036 -\$, para conseguir una

tasa interna de retorno del 12%, equivalente a la tasa de descuento exigida por la empresa. El TIR varía entre el 15% y el 18% cuando la tasa de almacenamiento varía entre 0,0045\$y 0,0026\$ por metro cubico.

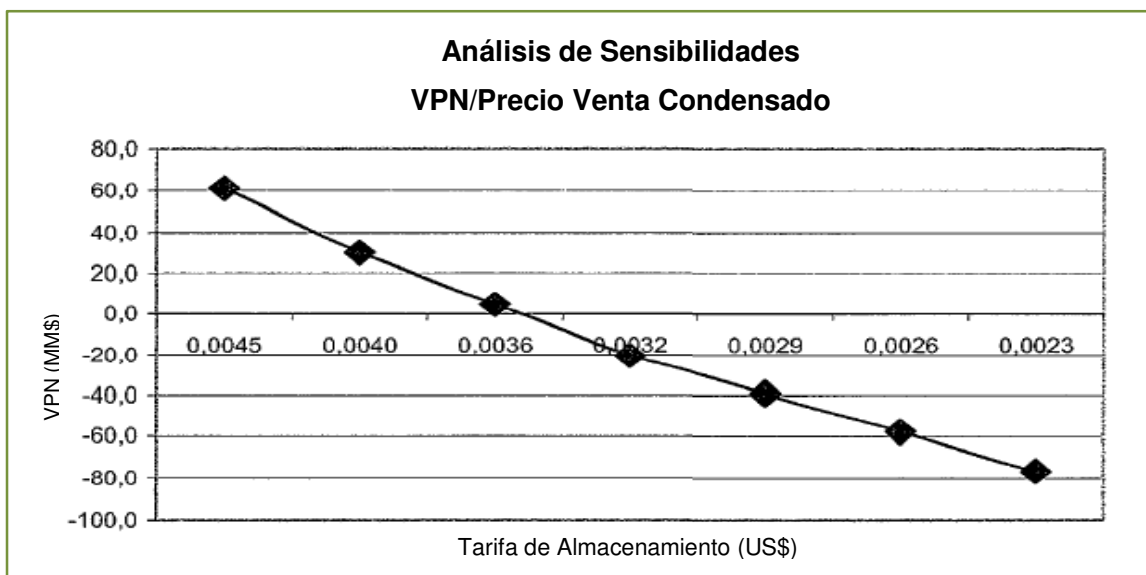
**Figura 36. Análisis de Sensibilidades VPN/ Tarifa de almacenamiento**



Fuente: Los autores

**4.5.3 Precio de venta del condensado.** En el caso base se ha considerado unas ventas de condensado de 2 millones de dólares para el primer año de producción con un declino del 10% anual. En este análisis el VPN sube de 60,2MM\$, para el caso base, a 70 MM\$ cuando los precios del condensado suben de 19,5 \$/bbl hasta 38\$/bbl. La tasa interna de rentabilidad se incrementa ligeramente del 15%, para el caso base, a 15.5% para el mismo margen de variabilidad del precio de venta del condensado, según Figura 37

Figura 37. Análisis de Sensibilidades VPN/ Precio de venta condensado

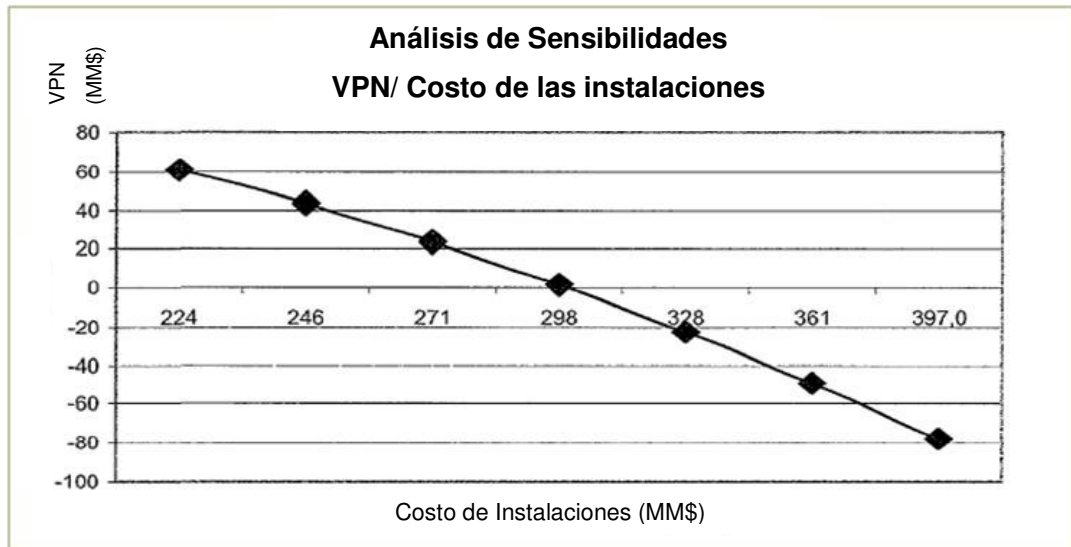


Fuente: Los autores

**4.5.4 Inversiones de desarrollo.** Es el caso base, las inversiones son de 224 MM\$. En este caso, analizaremos el PVN y TIR para inversiones variables entre 224 y 397 MNM\$. El VPN desciende de 60,2MM\$ para el caso base a 0MM\$ para inversiones de 298 MM\$. Es decir, para inversiones superiores a 298 MM\$ el proyecto dejaría de ser rentable, según Figura 38.

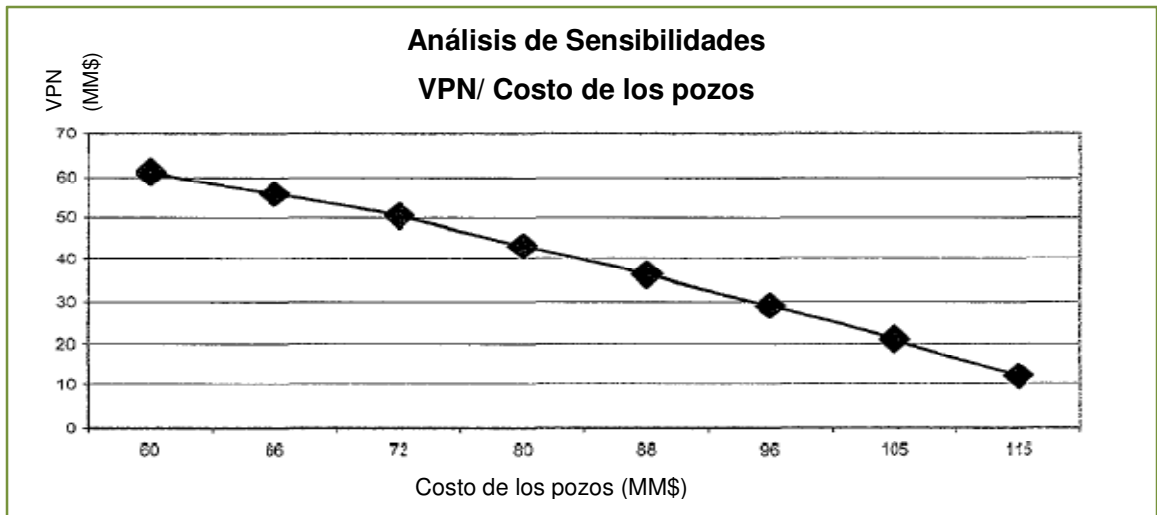
**4.5.5 Pozos de desarrollo.** Para el caso base se ha considerado una inversión estimada de 60 MM\$. En el análisis de sensibilidad de esta variable, la inversión en pozos de desarrollo varía entre 60 MM\$ hasta 115 MM\$. En el Figura 39 se puede ver como varía el VPN para inversiones en los pozos de desarrollo entre 60 MM\$ y 115 MM\$. EL VPN varía entre 60 MM\$ y 0 MM\$. Para inversiones en los pozos de desarrollo superiores a los 115 MM\$, el proyecto de almacenamiento no es rentable.

Figura 38. Análisis de Sensibilidades VPN/ Costo de las instalaciones



Fuente: Los autores

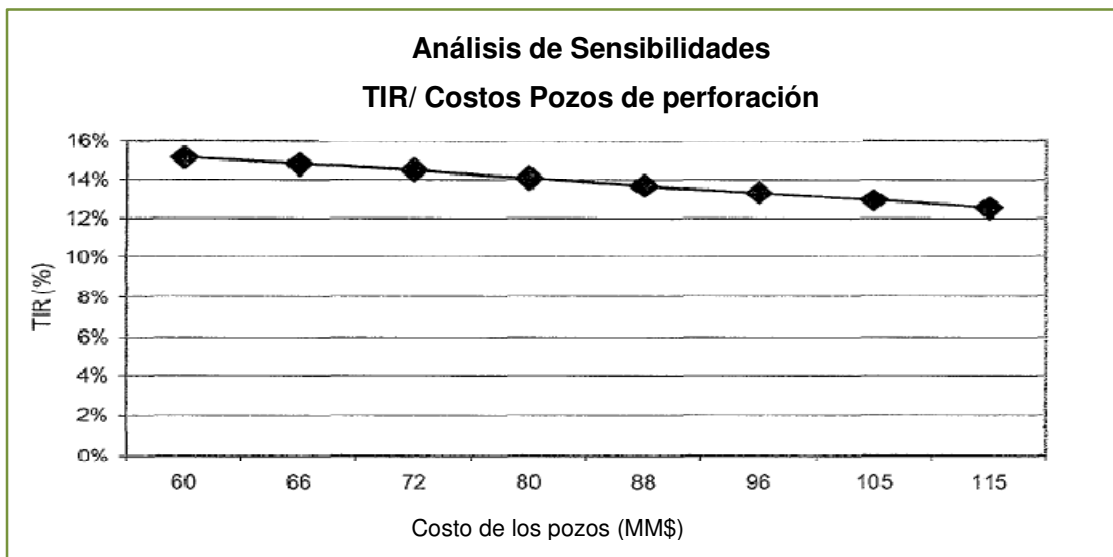
Figura 39 Análisis de Sensibilidades VPN/ Costo de los pozos



Fuente: Los autores

El análisis de sensibilidad para los pozos de perforación, se puede observar en la figura 40.

**Figura 40 Análisis de Sensibilidades TIR/ Pozos de perforación**



Fuente: Los autores

Si el VPN varía con respecto a: tarifa de almacenamiento y precio venta de condensado, solamente se consiguen VPN positivos y mayores que cero para tarifas superiores a 0,0036.

El VPN es función de la tarifa del almacenamiento y la inflación anual de los costos operativos. Para incrementos anuales de los gastos operativos superiores al 3,6% y con tarifas inferiores a 0,0036, los VPN se hacen negativos.

Las tasas internas de rentabilidad TIR en relación a las inversiones de las instalaciones de desarrollo y a las inversiones en pozos de producción. Inversiones de desarrollo por encima de los 298 MM\$ hacen que el proyecto no

consiga la tasa de rentabilidad prevista del 12%. Del mismo modo, las inversiones en los pozos de desarrollo no deberán superar los 115 MM\$ si queremos conseguir tasa de retorno del 12%. Los VPN relacionados con las inversiones de las instalaciones de superficie de los pozos de desarrollo se hacen negativos para inversiones en el desarrollo del proyecto por encima de los 298 MM%, como ya hemos indicado anteriormente.

#### **4.6 ANALISIS DE RIESGOS**

Como ya hemos mencionado anteriormente, aun cuando la cuantificación aritmética de la rentabilidad de la inversión tenga una aparente exactitud, lo cierto es que está sustentada en la estimación del desembolso inicial de la inversión y de los flujos de caja anuales generados y estos dependen de variables difíciles de predecir, tales como: tarifa de almacenamiento, precios de equipos, salarios, y costos de materias primas.

Según las circunstancias, cada variable anteriormente puede tener diferentes valores, lo cual generaría otros tantos flujos de caja y, por tanto diferentes resultados en los cálculos de rentabilidad. Se podría adoptar valores medios o más probables, pero los valores reales de dichas variables siempre serán diferentes a los valores adoptados. Si los resultados reales son superiores a los valores estimados, ello dará lugar a una rentabilidad real del proyecto inferior a la calculada. Si, por el contrario, los valores reales de las variables son inferiores a las estimadas ciertamente, esta situación tendrá unos resultados de rentabilidad superiores a los estimados.

Como conclusión, la variabilidad de los resultados introduce, en consecuencia, el factor de riesgo que ha de ser considerado en la evaluación de la rentabilidad.

**4.6.1 Periodo de recuperación.** Se basa en el cálculo del periodo de recuperación de la inversión o “*pay -back*” (PIR). Es el método o criterio de evaluación que considera más directamente el factor riesgo de la inversión. Proyectos con un horizonte de recuperación grande incorpora más riesgo que otro con menor horizonte, por la sencilla razón de que el factor tiempo es uno de los factores de riesgo más importantes. La previsión es siempre difícil, pero cuanto más lejano sea su horizonte, mas riesgo asumimos.

**4.6.2 Desviación típica.** Es quizá la medida más generalizada del riesgo de un proyecto por su facilidad de cálculo y por su carácter como parámetro estadístico. Consiste en el cálculo de la variación de la distribución de la probabilidad de los rendimientos (VPN) posible del proyecto. La desviación típica se calcula con la Ecuación 10.

$$\text{Desviación típica} = (\sum(VAN_i - VAN_M)^2 \times P_i)^{(1/2)} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

VPN<sub>i</sub> = valores posibles de VPN.

VAN<sub>M</sub> = VAN medios

P<sub>i</sub> = probabilidad del valor de VPN<sub>i</sub>.

Cuanto más dispersa sea la distribución de las frecuencias del PVN, mayor será su desviación típica y mayor el riesgo. Para el cálculo de la variación de probabilidades del TIR, el procedimiento utilizado es el mismo que el mencionado para el VPN.

**4.6.3 Pérdidas.** Esta forma de medir el riesgo consiste en analizar la posibilidad de obtener rendimientos (TIR) inferiores al 12% y valores del VPN negativos.

**4.6.4 Valoración subjetiva.** El riesgo puede ser definido, como la probabilidad de que ocurra lo contrario de lo que deseamos o esperamos. En términos de costo-beneficio, cuando tratamos de cuantificar riesgos en nuestra inversión, medimos la cantidad que nos exponemos a perder multiplicada por la probabilidad de que ello ocurra. La incertidumbre aparece cuando no es posible conocer la probabilidad y, para una empresa, es difícil operar en la incertidumbre. Es preciso convertir incertidumbre en riesgo y a ello ha contribuido de manera fiable la valoración subjetiva de la probabilidad.

El procedimiento consiste en llegar a una valoración numérica explícita de probabilidad a partir de opiniones de expertos. La asignación numérica a opiniones se denomina codificación y puede hacerse por medio de técnicas de respuesta indirecta, cayendo en el inconveniente de que codificar la probabilidad de un suceso único, se convierte en codificar las probabilidades de otros sucesos. También se usa la valoración directa, con resultados adecuados para probabilidades superiores al 10%.

En cuanto al método de aplicación es aconsejable la formación de expertos familiarizados con el procedimiento. A estos expertos se les hace llegar un listado de los proyectos a los que se les quiere asignar un riesgo. La valoración es recogida y en una segunda vuelta, cada uno de los expertos, recibe la lista de proyectos con las valoraciones dadas a cada uno de los demás expertos, haciendo resaltar claramente la valoración propuesta como consenso, valoración esta que no es evidentemente un simple promedio, sino que son tenidos en cuenta algunos aspectos de mayor relevancia y así considerados por los expertos. Actualmente, con la ayuda de los medios informáticos, se empieza a utilizar con mayor frecuencia procedimientos en los que es posible variar las hipótesis y realizar simulaciones en rangos muy amplios, obteniendo resultados posibles.

## CONCLUSIONES

El **“Estudio y análisis técnico-económico para el almacenamiento subterráneo de gas natural”**, presenta las siguientes conclusiones:

El análisis de la información recopilada, correspondiente al almacenamiento subterráneo de gas natural en diferentes países, los resultados y beneficios de la implementación de la técnica de almacenamiento desarrollados en el mundo, y los resultados obtenidos en el análisis económico, hacen concluir que la utilización de escenarios de depósito subterráneo, efectivamente es una excelente opción de abastecimiento temporal, de acuerdo a las condiciones actuales fluctuantes de oferta y demanda. Esta necesidad de almacenamiento extra de gas natural, surge de diferentes factores, como son una demanda adicional, generada principalmente en los países donde existen las estaciones, porque se requiere de más energía en las épocas de invierno, para la calefacción, y en las épocas de verano, para el enfriamiento. Otro factor que demanda mayor energía primaria, es que la utilización del gas natural ha llegado a diversos sectores, como son: Industrial, comercial, vehicular y residencial, entre otros.

A nivel mundial, y de acuerdo a las comparaciones realizadas de costo-beneficio, se concluye que la mejor opción de escenario de depósito corresponde a la utilización de yacimientos depletados, toda vez que su utilización es superior al 75% del total de escenarios actuales implementados, siguiendo en su orden, los acuíferos (12%), cavernas de sal (5%) y minas abandonadas (<1%).

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), a finales de 2025, el consumo de energía primaria en el mundo será un 60% superior al consumo actual, y el gas natural será un actor esencial en el abastecimiento energético, llegando a participar en un valor aproximado del 29%. Predicciones, demuestran que el almacenamiento subterráneo de gas natural se incrementará hasta los 500 x 10 metros cúbicos en los próximos 15 años.

Al comparar los escenarios de depósito se concluye, igualmente, que la mejor opción son los yacimientos depletados, ya que se puede disponer de una mayor información, caracterización del yacimiento, historia de producción, facilidades ya instaladas, redes de transporte habilitadas, existencia de colchón de gas de base, entre otros factores, que hacen una reducción significativo de los costos generados al efectuar la conversión a escenario de depósito.

Los yacimientos depletados, de petróleo y gas, son cierres estructurales garantizados y con grandes volúmenes de almacenamiento, presentan claras ventajas en comparación con otros escenarios de depósito como acuíferos, cavernas de sal y minas abandonadas. Para las mismas condiciones de capacidad y profundidad del escenario almacén, las inversiones y gastos operativos de los yacimientos agotados son mas favorables, ya que son yacimientos que han estado en producción, garantizado su funcionamiento, y pueden ser reutilizadas parte de las instalaciones y pozos existentes.

Para el caso de implementación de almacenamientos subterráneos en Colombia, se concluye que una buena opción para selección del escenario, sería en sitios cercanos a las grandes ciudades, principalmente en el interior del país, toda vez que la infraestructura actual de gasoductos, conecta únicamente en forma directa el norte con el interior del país, es decir, que al presentarse una contingencia por diversos actores como los fenómenos naturales, principalmente “Fenómeno del niño”, el sistema de comunicación puede colapsar, creándose la necesidad de abastecer los diferentes usuarios, a través de un almacenamiento extra de gas. Aunque, según el estudio económico, una implementación de ASGN es costosa, alrededor de MM\$284 y al hacer la evaluación financiera, el proyecto no sería viable para los inversionistas, en las condiciones de abastecimiento actuales del país. Además, de acuerdo a las reservas probadas de gas natural en Colombia, la oferta decrecerá a partir del 2013, siendo crítica ya en el 2019, por tanto surge la necesidad de una importación inminente.

Ahora, de acuerdo a la necesidad futura de importación podría pensarse en realizar un estudio exhaustivo de un ASGN en la zona costera, principalmente en los yacimientos de gas de Chuchupa y Ballena, toda vez que allí podría recibirse el

GLN, realizar la regasificación y posteriormente realizar su almacenamiento subterráneo, para una distribución final por el gasoducto ya existente.

En cuanto, a la rentabilidad de los proyectos analizados, se determina que es viable la implementación de ASGN, siempre y cuando éstos generen una utilidad mínima del 12% sobre la inversión realizada. La viabilidad económica también se encuentra supeditada a que existan contratos de compra-venta previos, de tal forma que los períodos de almacenaje y extracción sean dinámicos y se garantice la posterior venta, de tal forma que los inversiones recuperen su inversión a corto plazo, para que el negocio sea rentable.

De la información obtenida al hacer el estudio técnico-económico, los autores presentan una ayuda multimedia, anexa a la presente investigación en medio digital y referenciada en documento Anexo D, denominado “Ayuda multimedia: Contenido documental sobre el análisis técnico- económico del ASGN”. Esta ayuda digital, presenta una serie de información que es de gran utilidad para las personas que quieran documentarse sobre el ASGN, a saber: Historia, análisis de las implementaciones realizadas en el mundo, facilidades a utilizar en la construcción y operación del escenario de depósito, análisis técnico y económico de los diferentes escenarios de depósito a saber: Yacimientos depletados, acuíferos, domos salinos, minas abandonadas. En conclusión, sobre este aspecto, se considera que la dinámica de la realización de ayudas multimedia, es una excelente forma de aprendizaje y conocimiento, tanto para el realizador como para el usuario final.

## RECOMENDACIONES

El “**Estudio y análisis técnico-económico para el almacenamiento subterráneo de gas natural**”, presenta las siguientes recomendaciones:

Para el caso de ASGN en Colombia se recomienda realizar un estudio posterior ampliado, tomando como base los yacimientos depletados existentes, toda vez que son los principales candidatos a ser convertidos en escenario de depósito. Se hace necesaria la recopilación de toda la información general del yacimiento. Inicialmente se deberá seleccionar los principales yacimientos a estudiar, teniendo en cuenta su situación geográfica y la cercanía a las líneas de gasoductos existentes. Posteriormente, se deberá disponer de todos los datos técnicos de los yacimientos a analizar, a saber: Históricos de producción, volúmenes de gas inicial y gas colchón, balances de materia de fluidos, presión inicial, presión de burbuja, pruebas de presión, facilidades existentes, instalaciones existentes, y en general toda la información geológica, estructural e histórica que permita realizar un análisis técnico completo, para luego evaluar los proyectos económicamente.

Se recomienda realizar un estudio general para un futuro ASGN en los yacimientos de gas existentes. Como primera opción podría tomarse los yacimientos de Chuchupa y Ballena, de acuerdo a las siguientes consideraciones: a) A futuro, estos yacimientos se irán depletando, siendo entonces, opcionados para el ASGN. b) Colombia tendría la necesidad de realizar importación de gas, a partir del año 2019, según la UPME, por tanto esa importación podría realizarse como GNL. c) El sector costero es ideal para la recepción de GNL, y por tanto allí debería instalarse una planta regasificadora. d) Con la finalidad de garantizar un suministro permanente, un ASGN sería una buena opción para mantener reservas suficientes que cubran la demanda, considerando que es menos costoso este almacenamiento subterráneo que los tanques de almacenamiento de GNL. e) Al tener los yacimientos de gas, en fase decreciente de producción, estos pueden convertirse en ASGN, aprovechando la existencia del gas colchón, minimizando así costos. (Es de recalcar que el gas colchón es recuperado por el inversionista, en el evento de la finalización total del escenario como ASGN). f) Se puede

realizar el transporte del gas almacenado a través de la red de gasoducto ya existente.

Igualmente, se debe contemplar la posibilidad de realizar ASGN en zonas cercanas a las grandes urbes, por ejemplo Bogotá, previendo una falla en el gasoducto, producto de diferentes factores, como: Atentados terroristas contra la red de transporte, cambios climáticos abruptos (Fenómeno del niño, Fenómeno de la niña), entre otros; con la finalidad de garantizar un abastecimiento permanente a todos los sectores consumidores, ya que la actual red de gasoductos se encuentra en forma lineal y una falla en cualquier punto afecta la totalidad de la red. El ASGN, cerca a las grandes urbes se recomienda realizarla en yacimientos depletados de gas, para aprovechar la existencia del gas colchón.

Para el estudio general del proyecto de ASGN, se deberá contar con herramientas computacionales que permitan efectuar los cálculos y simulaciones respectivas para generar un estudio confiable.

De otra parte, la realización de las investigaciones presentadas en ayuda multimedia es muy favorable didácticamente, por tanto, se recomienda incentivar la práctica de este tipo de información documental ya que contribuye a la investigación académica, al aprovechamiento de los recursos tecnológicos y a la ampliación de la información bibliográfica. Además, este tipo de presentaciones es más agradable al usuario final y aumenta el nivel de recordación de la información consultada.

## BIBLIOGRAFÍA

- Allen, D.H. "Economic Evaluation of projects", 3<sup>rd</sup> edition, Institution of Chemical Engineer, Rugby, England, 1991. 32p.
- Agencia Internacional de la Energía (AIE). Disponible en Internet: <http://search.atomz.com/search/?sp-q=gas+natural&sp-a=sp10029401&sp-p=all&sp-f=ISO-8859-1>
- Alien, D. H.: "Economic Evaluation of Projects", 3rd edition, Institution of Chemical Engineers, Rugby, England, 1991. 32p.
- BP, "BP statistical review of world energy 2003", 2003". Disponible en Internet: <http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=95&contentId=2010480>
- BP Amoco World Energy. Disponible en Internet: <http://www.energiportal.dk>
- Crotagino F, Mohemeyer KU y Sharf R: "Huntorf CAES: More Than 20 Years OF Successful Operation," presentado en la Conferencia del Instituto de Investigación sobre el Método de Disolución Local, Orlando, Florida, EUA, 15 al 18 de Abril de 2001.
- DEANNE, J; AFSANEH, M. The economics of natural gas. Published by Oxford

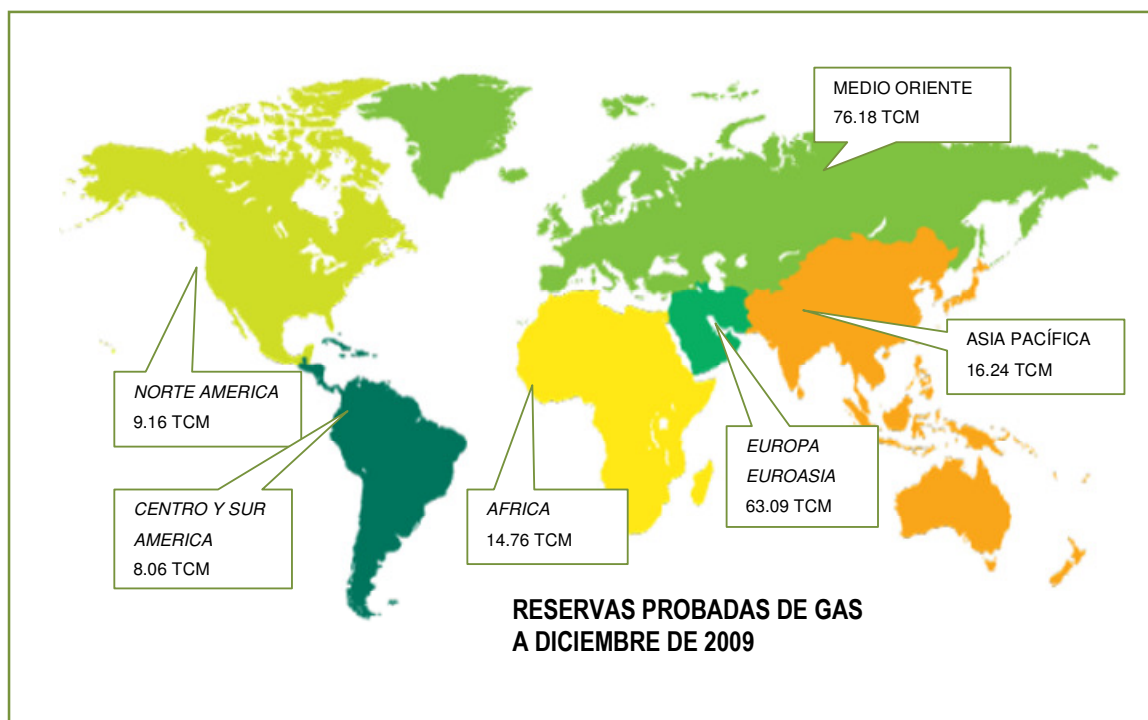
- Estadístico de Hidrocarburos de Enagás. Disponible en internet: <http://www.cores.es/bol/73/2009>
- LUGO, Halder Romel. Metodología para la selección de yacimientos depletados de petróleo y/o gas como candidatos para desarrollar un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural. Monografía. Especialista en Ingeniería de gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2001. 25p
- Murray R. Spiegel. "Estadística" .MacGraw Hill, Madrid, 1991. 62p
- Natural Gas Information 2010 Disponible en internet: <http://www.energy.gov.ab.ca.com>
- Nassir Sapag Chain: "Evaluación de Proyectos de Inversión", Buenos Aires, Prentice Hall, 2.001.
- Natural Gas Storage: Historical Development & Expected Evolution" GasTIPS (Junio d 197), Instituto de Tecnología del Gas. Disponibel en internet: <http://www.gri.org/pub/content/nov/19981103/165547/gts97-b-01.html>
- SAPAG,N. Preparación y Evaluación de Proyectos de Inversión. MacGraw Hill, México, 1996, 47p
- NTC 1486 Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 2008
- NTC 5613 Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. 2008.

- NTC 4490 Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1998
  
- Rohler H, Bornemann T, Darquin A y Rasmus J. “ The Use OF Real-Time and Time- Lapse Logging – While-Drilling Images for Geosteering and Formation Evaluation in the Breitbrunn field, Bavaria, Germany” Artículo de la SPE 71733, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Annual de la SPE, Nueva Orlléans , Luisiana. EUA, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.
  
- SOLORZANO, Isidro. Almacenamiento de Gas Natural en yacimientos agotados. Estudio de viabilidad y análisis económico en un proyecto desarrollado. Tesis doctoral. Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. España 2010. 44 p
  
- SANTOS, Ana Dolores. Almacenamiento subterráneo de gas natural. Monografía. Especialista en Ingeniería de gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1999.27p
  
- Unidad de Planeación Minero Energética. UPME. Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural- Versión 2010. 19p
  
- Unidad de Planeación Minero Energética. UPME. La Cadena del gas natural en Colombia. 2009. 13p
  
- University Press for the Oxford Institute for Energy Studies 1990. ISBN 0-19-730011-1.

## Anexo A. Análisis reservas, oferta y demanda del gas natural en el mundo.

**A.1 Reservas probadas en el mundo.** En la figura A.1 se muestra la distribución de reservas probadas en el mundo a Enero 1 de 2009, donde tiene mayor participación Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistan y Arabia Saudita.

**Figura A.1 Mapa mundial de las reservas probadas de gas natural**



**FUENTE:** BP Statistical Review of World Energy June 2010. Disponible en internet: [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/natural\\_gas\\_section\\_2010.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/natural_gas_section_2010.pdf)

Las reservas probadas de gas natural a Diciembre 31 de 2009, a nivel mundial muestran a los países del antiguo continente con las cifras más altas del total existente. Las mayores reservas mundiales se encuentran en la antigua Unión

soviética, con el 38% del total mundial. Junto con el Medio Oriente, que representa el 35% de las reservas mundiales, suponen aproximadamente las tres cuartas partes de las reservas mundiales de gas natural; para los países de Latinoamérica se muestra como principal contribuyente de las reservas a Venezuela, seguida de Bolivia, Argentina y Brasil. Colombia por el contrario tiene una cifra un poco mayor del 2% con respecto a Venezuela y con respecto al total mundial solo alcanza el 0.05%. Existen países que son netamente importadores de gas natural, debido a que su producción de gas y reservas son nulas. En la tabla A.1 se puede visualizar en cifras el total mundial de reservas probadas.

**Tabla A.1 Reservas probadas en el mundo a Enero 1 de 2009**

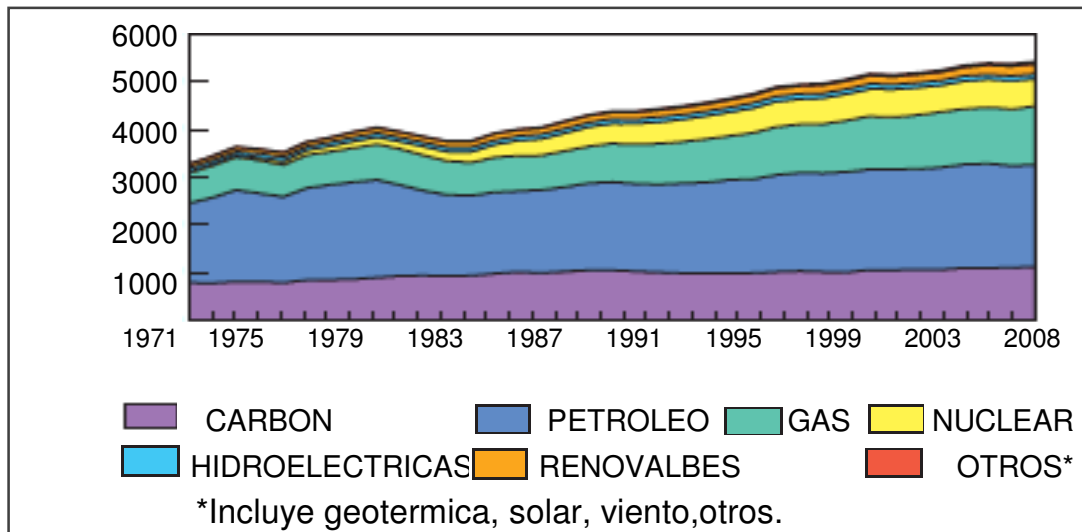
País /Región	Reservas probadas (m <sup>3</sup> )		País /Región	Reservas probadas (m <sup>3</sup> )
MUNDO	180.650.000.000.000		Colombia	105.900.000.000
Rusia	43.300.000.000.000		Filipinas	98.540.000.000
Irán	30.037.500.000.000		Chile	97.970.000.000
Qatar	25.260.000.000.000		Italia	94.150.000.000
Turkmenistán	7.940.000.000.000		Bahrein	92.030.000.000
Arabia Saudita	7.319.000.000.000		República del Congo	90.610.000.000
Estados Unidos	6.731.000.000.000		Sudán	84.950.000.000
Emiratos Árabes Unidos	6.071.000.000.000		Cuba	70.790.000.000
Nigeria	5.215.000.000.000		Túnez	65.130.000.000
Venezuela	4.840.000.000.000		Rumania	63.000.000.000
Argelia	4.502.000.000.000		Namibia	62.290.000.000
Iraq	3.170.000.000.000		Dinamarca	60.000.000.000
Indonesia	3.001.000.000.000		Ruanda	56.630.000.000
China	2.460.000.000.000		Corea del Sur	50.000.000.000
Kazajistán	2.407.000.000.000		Afganistán	49.550.000.000
Malasia	2.350.000.000.000		Serbia	48.140.000.000
Noruega	2.313.000.000.000		Guinea Ecuatorial	36.810.000.000
Unión Europea	2.259.000.000.000		Croacia	36.440.000.000
Azerbaiyán	2.000.000.000.000		Nueva Zelanda	33.980.000.000

Tabla A.1. (Continuación)				
País /Región	Reservas probadas (m <sup>3</sup> )		País /Región	Reservas probadas (m <sup>3</sup> )
Uzbekistán	1.841.000.000.000		Israel	30.440.000.000
Kuwait	1.794.000.000.000		Gabón	28.320.000.000
Egipto	1.656.000.000.000		Mauritania	28.320.000.000
Canadá	1.640.000.000.000		Costa de Marfil	28.320.000.000
Libia	1.540.000.000.000		Austria	27.900.000.000
Holanda	1.346.000.000.000		Etiopía	24.920.000.000
Ucrania	1.104.000.000.000		Ghana	22.650.000.000
India	1.075.000.000.000		Japón	20.900.000.000
Pakistán	885.300.000.000		Eslovaquia	14.160.000.000
Australia	849.500.000.000		Irlanda	9.911.000.000
Omán	849.500.000.000		Ecuador	8.919.000.000
Bolivia	750.400.000.000		Georgia	8.495.000.000
Vietnam	610.000.000.000		Francia	6.937.000.000
Hungría	600.000.000.000		Turquía	6.830.000.000
Trinidad y Tobago	531.500.000.000		Tanzania	6.513.000.000
Yemen	478.500.000.000		Taiwan	6.229.000.000
Argentina	441.700.000.000		Jordania	6.031.000.000
Brunéi	390.800.000.000		Bulgaria	5.663.000.000
México	372.700.000.000		Somalia	5.663.000.000
Brasil	365.000.000.000		Tayikistán	5.663.000.000
Reino Unido	342.900.000.000		Kirguistán	5.663.000.000
Perú	335.300.000.000		República Checa	3.964.000.000
Tailandia	317.100.000.000		Guatemala	2.960.000.000
Birmania	283.200.000.000		Bielorrusia	2.832.000.000
Angola	269.800.000.000		España	2.548.000.000
Siría	240.700.000.000		Grecia	1.982.000.000
Papúa Nueva Guinea	226.500.000.000		Marruecos	1.501.000.000
Timor Oriental	200.000.000.000		Benín	1.133.000.000
Alemania	<b>175.600.000.000</b>		República del Congo	991.100.000
Polonia	164.800.000.000		Albania	849.500.000
Bangladesh	141.600.000.000		Barbados	141.600.000
Camerún	135.100.000.000		Sudáfrica	27.160.000
Mozambique	127.400.000.000		Macao	300.000

Fuente. BP. Estadísticas 2009. Disponible en internet: <http://www.bp.com>

**A.2 Producción mundial de Gas Natural** A finales del año 2008 la producción mundial de energía estaba liderada por el petróleo siguiendo el carbón y en tercer lugar el gas, energía que ha presentado un incremento significativo desde 1971. En la gráfica A.1 se presenta la evolución que ha presentado la producción de energía primaria a través del tiempo, a nivel mundial, de acuerdo a la clasificación del tipo de energía.

**Figura A.2 Evolución de producción de energía primaria 1971-2008 (Mtoe) \***

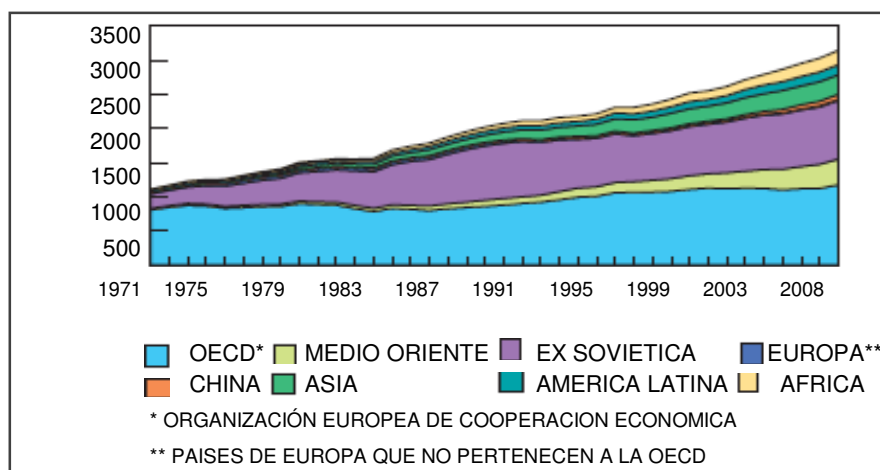


Fuente: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009  
 \* Mtoe: Millones de toneladas equivalentes de petróleo.

La producción mundial de gas natural se puede visualizar en la gráfica A.3 en donde se muestra la evolución desde el año de 1971 a 2008, en las diferentes regiones. La región mayor productora es la Organización Europea de Cooperación. En cuanto a la producción mundial hay países que exportan parte de su oferta y otros necesariamente deben importar, ya que su oferta es menor a la alta demanda interna. Es así, como Estados Unidos que es uno de los países mas consumidores de gas natural en el mundo debe abastecerse con la

producción externa, situación que cambiará debido a las nuevas alternativas no convencionales de energía que actualmente están desarrollando. En la gráfica siguiente, se puede observar la situación real del mundo al año 2009, en cuanto a los países productores, exportadores e importadores. En la Tabla A.2 se puede observar las cifras acumuladas para productores, exportadores e importadores de gas natural expresadas en (bcm) billones de metros cúbicos.

**FiguraA.3 Producción de gas natural 1971-2008 (Billones de metros cúbicos)**



FUENTE: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009 Disponible en internet: [Http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key\\_stats\\_2009.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf) Pág. 12.

**Tabla A.2 Cifras acumuladas de países productores, exportadores e importadores de gas.**

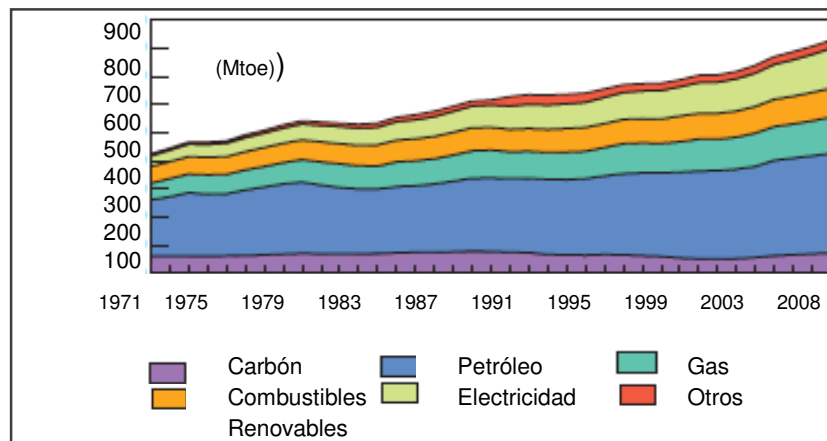
Productores	(bcm)	% Total en el mundo	Exportadores	(bcm)	Importadores	(bcm)
Federación Rusa	657	20,9	Federación Rusa	187	Japón	95
Estados Unidos	583	18,5	Noruega	96	Estados Unidos	84
Canadá	175	5,6	Canadá	88	Alemania	79
República Islámica de Irán	121	3,8	Qatar	58	Italia	77

Productores	(bcm)	% Total en el mundo	Exportadores	(bcm)	Importadores	(bcm)
Noruega	103	3,3	Algeria	58	Ucrania	53
Holanda	85	2,7	Turkmenistán	51	Francia	44
Algeria	82	2,6	Noruega	36	España	39
Qatar	79	2,5	Indonesia	34	Turquía	36
Indonesia	77	2,4	Malasia	22	Corea	36
República de china	76	2,4	Nigeria	21	Reino Unido	26
Resto del mundo	1111	35,3	Otros	149	Otros	214
<b>Mundo</b>	<b>3149</b>	<b>100,0</b>	<b>Total</b>	<b>800</b>	<b>Total</b>	<b>783</b>

Fuente: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009

**A.3 Consumo mundial de gas natural** Desde el año de 1971 a 2008, se ha utilizado como fuente de energía principalmente el petróleo pero el consumo del gas ha ido en incremento junto con la electricidad y los combustibles renovables. En la Figura A.4 se muestra la evolución del consumo final mundial en ese período.

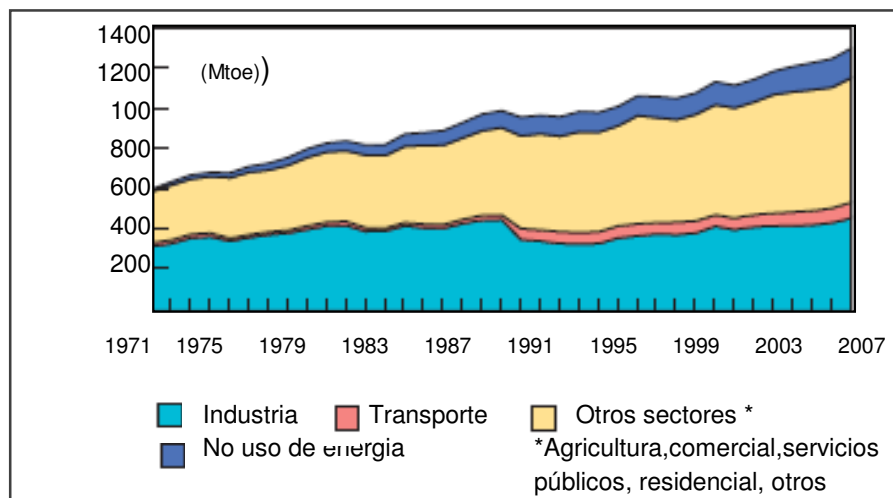
Figura A.4 Evolución desde 1971 a 2008 del consumo final de combustible.



Fuente: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009

En cuanto al consumo de gas, se ha incrementado su uso en diversos sectores como la agricultura, comercial, servicios públicos, residencial en otros, debido a que se han extendido los gasoductos y las redes domiciliarias hacia una mayor población. La industria ha mantenido un consumo casi constante con un leve incremento. En la figura A.5 se muestra la evolución del consumo de gas natural clasificado por sectores. Los principales países consumidores de gas natural en el 2008 fueron Estados Unidos, con 27,2% del consumo total y la Federación de Rusia, con el 15.7%. Entre América del Norte y la antigua Unión Soviética el consumo totalizó el 55% del gas producido. Europa consumió el 19.1% de la producción total. Solamente estas tres zonas consumieron las tres cuartas partes de la producción mundial

**Figura A.5. Consumo final gas natural por sectores 1971-2007**

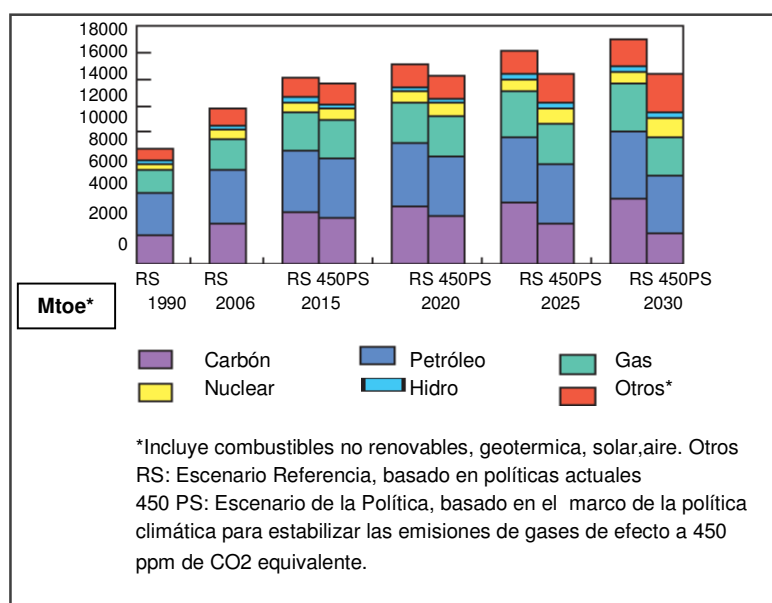


Fuente: Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas Versión 2010. Unidad Minero Energética. UPME Pág. 17.

**A.4 Perspectivas de energía mundial para el año 2030** Para el año 2030 se provee un incremento en la producción de gas natural en el mundo y del carbón, el petróleo tendría un incremento leve y las demás energías se mantendrían un tanto constantes. Debe tenerse en cuenta dos escenarios de referencia: El

primero, sería el RS (Escenario Referencia) que se encuentra basado en las políticas actuales, y el segundo sería el 450PS, que corresponde a un nuevo escenario basado en la política climática a desarrollarse a partir del año 2012, donde se pretende estabilizar las concentración de gases de efecto a 450 ppm de CO2 equivalente. En ese orden de ideas, el segundo escenario presentaría una ligera disminución entre los años 2015 a 2030 en la producción de energía mundial, por la reducción en la oferta de carbón, de gas y petróleo, se incrementaría las otras energías como las renovables, geotérmicas, solar, y se tendría un leve incremento en la energía nuclear. En la figura A.6 se visualiza los dos escenarios estudiados y se evidencia que debido a la conservación del medio ambiente, la producción de energía que ocasiona gases de efecto invernadero, irán reduciendo paulatinamente

**Figura A.6 Perspectivas de combustible para el año 2030 (Mtoe)**



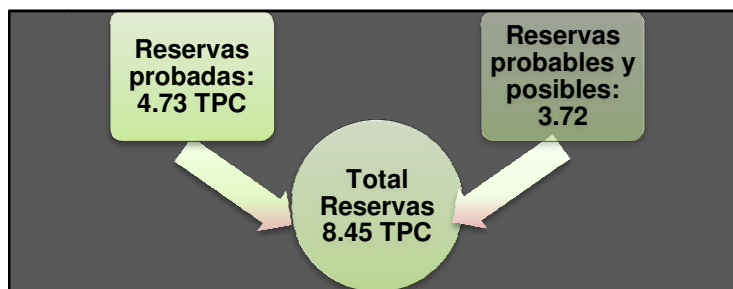
FUENTE: Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency 2009  
[Http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key\\_stats\\_2009.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf) Pag 46

## ANEXO B . Análisis de reservas, oferta y demanda del gas natural en Colombia.

**B.1 Reservas en Colombia** Según información suministrada de Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, Colombia contaba con las siguientes reservas de gas natural a 31 de diciembre de 2009 eran 8.45 Tera Pies Cúbicos –TPC. En la figura B.1 se puede visualizar la distribución de esas reservas <sup>14</sup>

Comportamiento de las reservas probadas a Diciembre 31 de 2009 en Colombia. En la tabla B.1 se visualiza la variación de algunos campos con las cifras del año 2008-2009.

**Figura B.1 Reservas de gas Natural a Diciembre 31 de 2009**



Fuente: Los autores

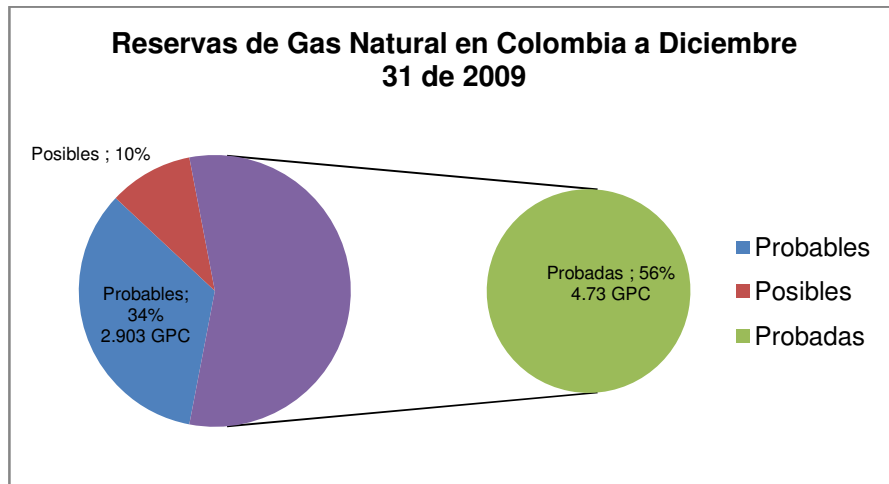
Las reservas probables reportadas por la ANH a 31 de diciembre de 2009 ascienden a 2.903 GPC, mostrando un incremento de 901 GPC respecto del 2008, de los cuales el 60% corresponde a los campos del Magdalena Medio y el 39% a las reservas probables de los campos del Casanare. <sup>15</sup> En la Figura B.2 se puede visualizar la distribución de las reservas de gas natural a Diciembre 31 de 2009 en

<sup>14</sup> Fuente: Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas Versión 2010. Unidad Minero Energética. UPME Pág. 17.

<sup>15</sup> Fuente: PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS VERSION 2010. UPME Pág. 18

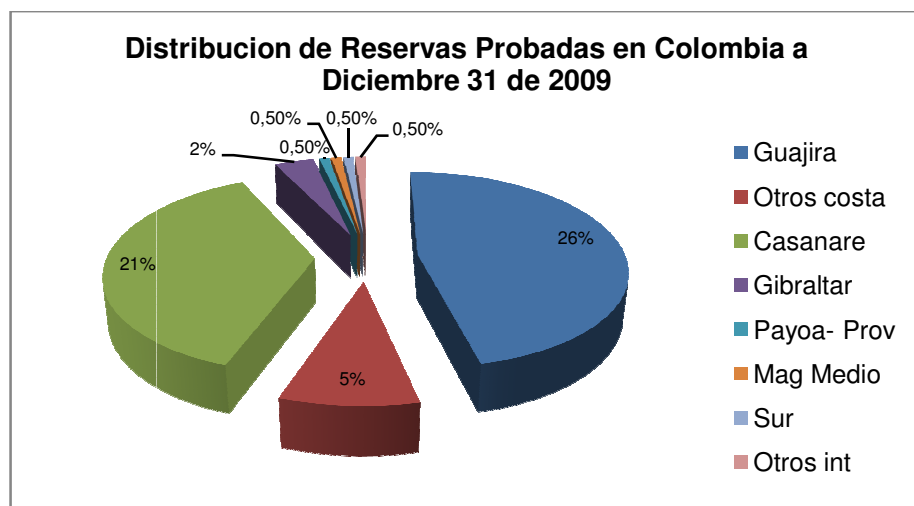
posibles, probables y probadas. En la Figura B.3 se visualizan as reservas probadas de acuerdo a su distribución por campos

**Figura B.2. Reservas probadas, posibles y probables en Colombia**



Fuente: Los autores

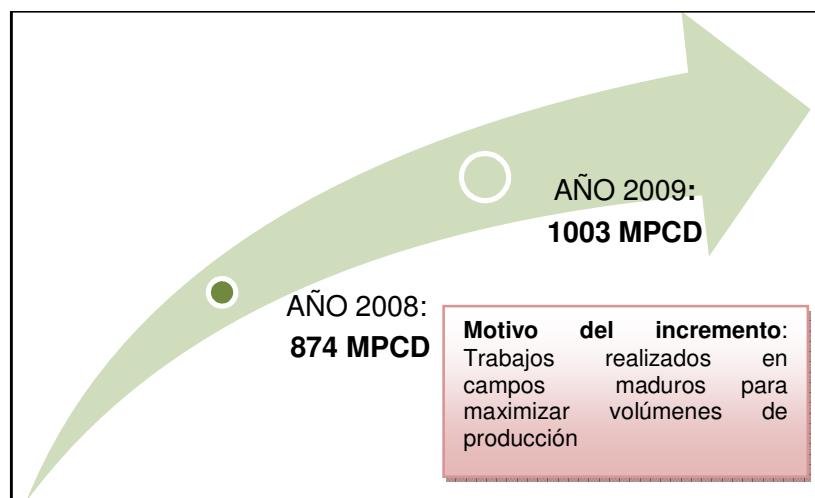
**Figura B.3 Distribución de reservas probadas por departamentos**



Fuente: Los autores

**B.2 Oferta de gas natural en Colombia** La tendencia de la producción de gas natural es creciente En el año 2009 la oferta se incrementó con respecto al año 2008, en la figura B.4se puede visualizar la producción de gas.

**Figura B.4. Variación de oferta de gas natural año 2008-2009**

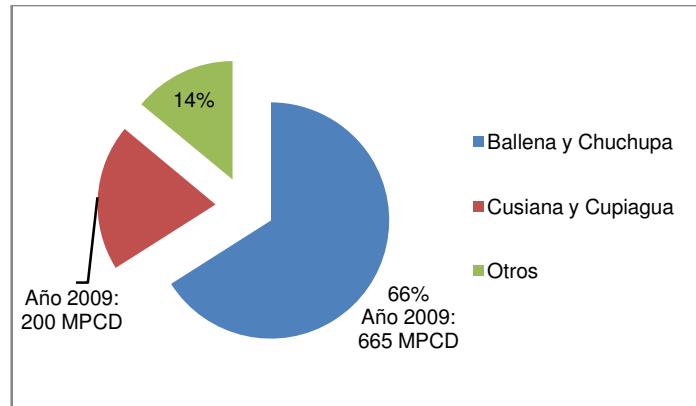


Fuente: Los autores

Para el año 2009 los principales campos productores fueron los de Ballena, Chuchupa, Cusiana con una producción total del 86% del total del país. En la figura B.5 se pueden observar las cifras y porcentajes de producción total para el año 2009, de gas natural en Colombia.

La perspectiva de producción de gas natural en los próximos diez años, según reporte de productores de acuerdo al Decreto 2687 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía., y publicado mediante las Resoluciones MME 180663, 180765, 180881 y 181125 de 2010

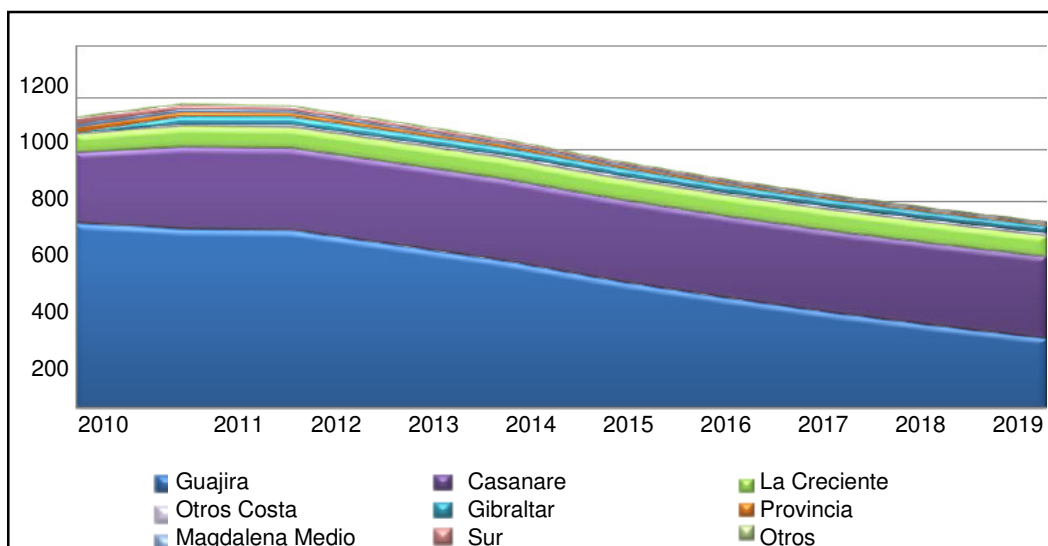
**Figura B.5. Fuentes de producción de Gas Natural en Colombia**



Fuente: Los Autores

La perspectiva de producción de gas natural en los próximos diez años, según reporte de productores de acuerdo al Decreto 2687 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía., y publicado mediante las Resoluciones MME 180663, 180765, 180881 y 181125 de 2010. En la figura B.6 se presenta el potencial de producción para Colombia

**Figura B.6. Potencial de Producción de Gas Natural (MPCD)**



Fuente: PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS VERSION 2010. UPME Pág. 19

Es evidente que la producción de gas natural irá decreciendo y actualmente podría optarse por un almacenamiento de la sobre oferta, con posibilidad de utilización de escenarios subterráneos.

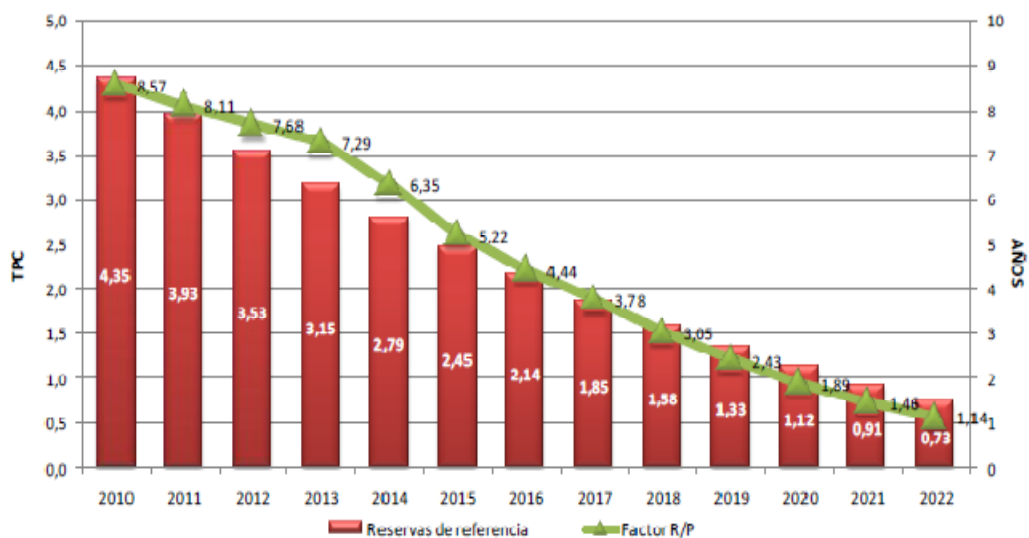
**B.3 Demanda de Gas Natural en Colombia** En contravía de la oferta, la demanda de gas natural está creciendo actualmente. Según la UPME, en el año 2019 se necesitarán más de 1300 MPCD, para cubrir la necesidad interna de abastecimiento, por eso se hace necesario optar medidas inmediatas para lograr el cubrimiento total. Actualmente Colombia exporta el excedente de gas natural a países como Venezuela, por tanto entraría a jugar un papel importante el almacenamiento inmediato.

**B.4 Perspectivas de oferta y demanda de gas natural en Colombia** La Unidad de Planeación Minero Energética a través del documento “Plan de Abastecimiento para el Suministro y transporte de gas natural-versión 2010” efectuó la evaluación del comportamiento de la disponibilidad de gas vs. la demanda esperada. En ese sentido, se concluyó que existiría una capacidad de producción excedentaria de gas desde el año 2010 y hasta el 2015, actualmente ese excedente se está exportando hacia Venezuela. Es necesario, aclarar que la capacidad actual de oferta del país es mayor que la demanda interna y de exportación, pero no se ha logrado la totalidad de la explotación debido a la deficiencia de gasoductos e infraestructura.

A finales del año 2019 se llegaría a un nivel de 2.43 años con un nivel de reservas de 1.33 TPC (Tera pies cúbicos), estos cálculos los hizo la UPME de acuerdo al cálculo del factor R/P (Reservas de referencia de gas natural correspondiente al año t-1 / Producción de referencia del mismo año t-1), cálculo realizado según procedimiento establecido en la resolución 18 2349 de 2009. Para el año 2014 el factor R/P llegaría a un valor de 7 años, por tanto a partir de ese año los

productores y comercializadores no podrían disponer libremente de las reservas probadas. Esta situación se puede visualizar en la figura B.6 donde hacia el año 2022 tendríamos un factor R/P DE 1.48 años, con tendencia decreciente.

**Figura B.6 Comportamiento del gas natural y factor R/P**

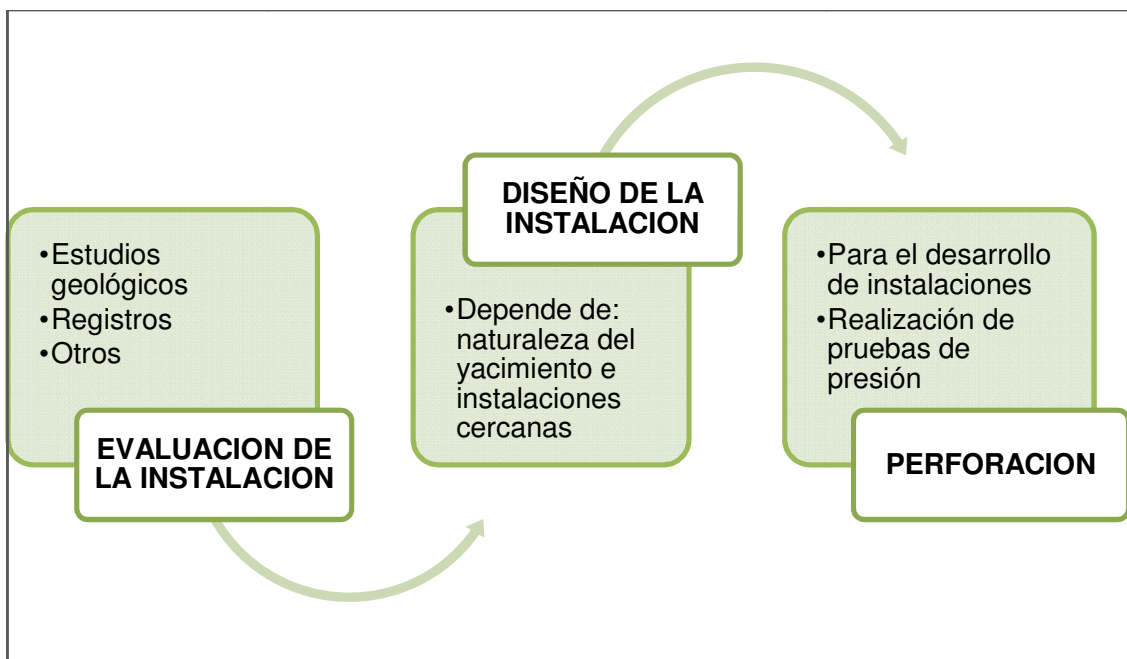


Fuente: PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS VERSION 2010. UPME Pág. 26

## ANEXOC. ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES Y SELECCIÓN DEL TIPO DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS

**C.1 Análisis de las instalaciones de almacenamiento.** Para el análisis de una instalación de almacenamiento de gas, en los diferentes escenarios se debe tener en cuenta los diagramas a seguir. Inicialmente debe realizarse una evaluación, seguida del diseño de la instalación para proceder finalmente a la perforación, lo cual se puede visualizar en el diagrama para proceso de instalaciones de almacenamiento, según Figura C.1.

Figura C-1. Diagrama para el desarrollo de instalaciones de almacenamiento

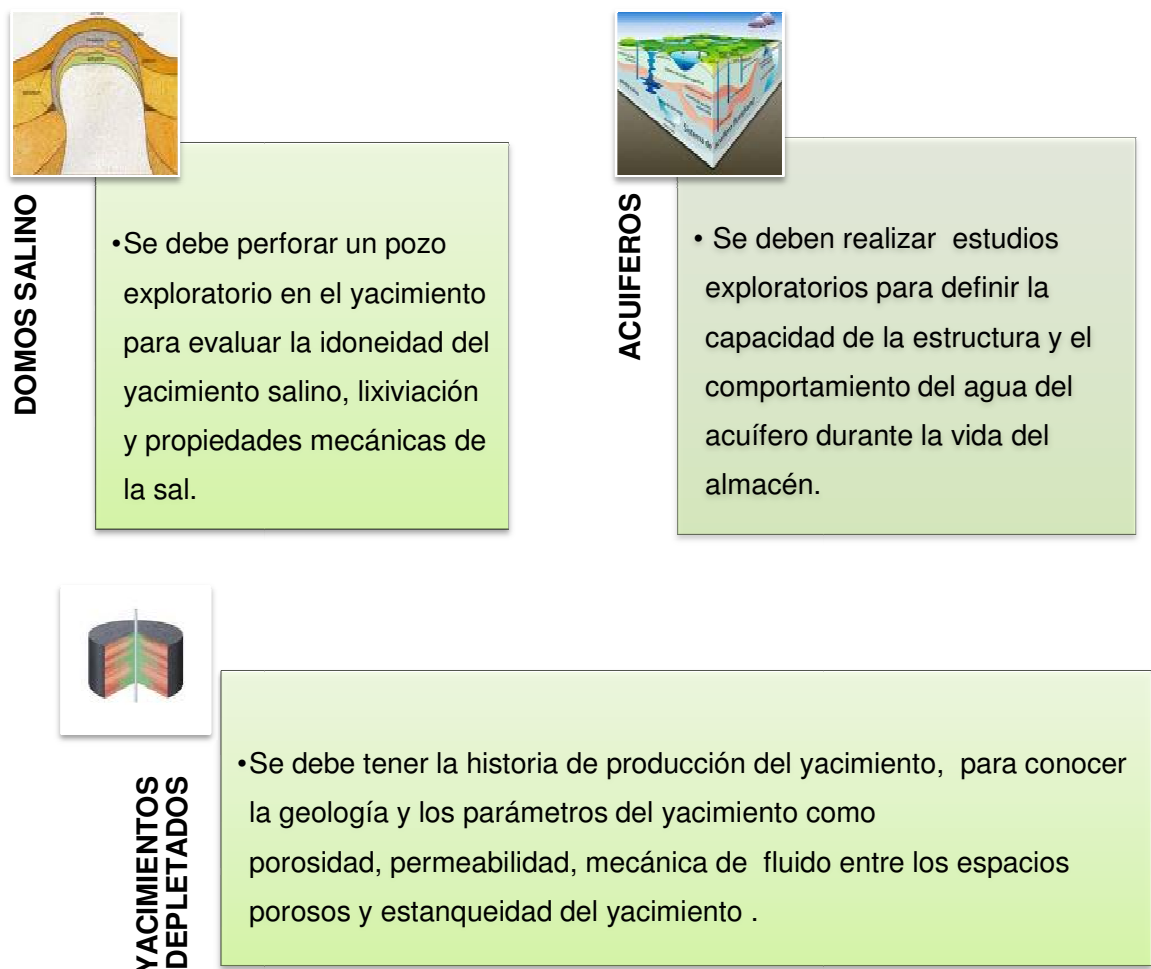


Fuente: Las autores.

**C.2 Evaluación de las instalaciones de almacenamiento.** La evaluación debe realizarse en forma individual para cada tipo de escenario de depósito a utilizar

para el depósito. Comprende los estudios geológicos y de ingeniería para la caracterización de las formaciones subterráneas. En la figura C.2 “Metodología para la evaluación de las instalaciones de almacenamiento” se presentará la evaluación preliminar para cada escenario, para nuestro estudio tendremos en cuenta solo domos salinos, acuíferos y yacimientos depletados

**Figura C2. Metodología para la evaluación de las instalaciones de almacenamiento**

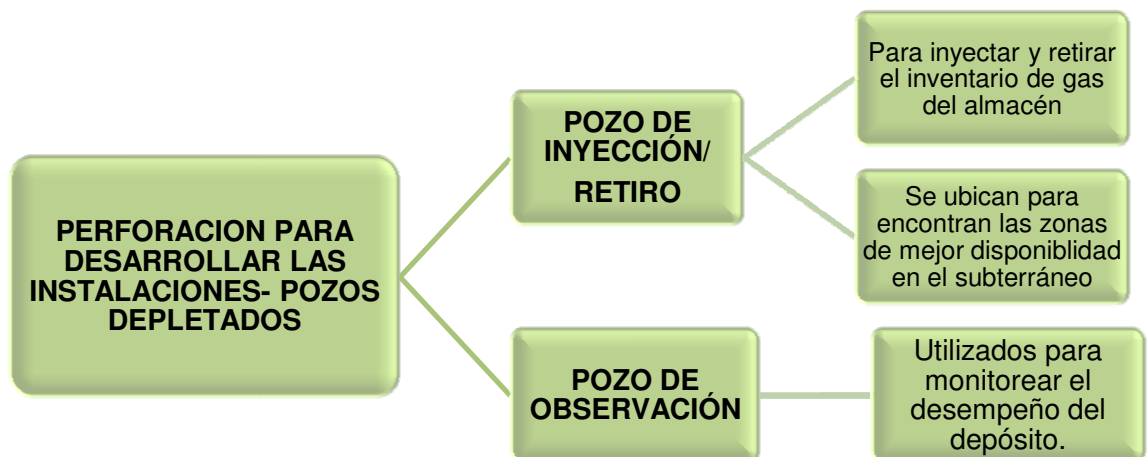


Fuente: Los autores.

**C.3 Consideraciones para el diseños de las instalaciones.** Son dos los factores principales para el realizar el diseño de la instalación, a saber: 1) Naturaleza del yacimiento y 2) La disponibilidad de instalaciones cercanas de procesamiento y transmisión. Una instalación de almacenamiento comprende principalmente cuatro componentes: Sistema de tuberías de recolección, pozos de Inyección, equipos de compresión y procesamiento, equipos de medición y control de caudal

**C.4 Consideraciones a tener en cuenta para las perforación en ASGN** La perforación integra el desarrollo de instalaciones; en un yacimiento agotado se deben realizar pruebas de presión en los pozos abandonados, y de requerirse se deben adaptar a una mayor presión. En el Figura C.3 se pueden visualizar las consideraciones a tener en cuenta para desarrollar las instalaciones en pozos depletados

**Figura C.3. Diagrama de perforaciones a considerar en las instalaciones en pozos depletados**



Fuente: Las autores

Dos parámetros importantes para todas las instalaciones de almacenamiento subterráneo son el volumen del gas de trabajo, o gas disponible de extracción y el régimen de extracción máximo durante un período determinado.

- **El gas de trabajo:** Se determina por el volumen de la instalación de almacenamiento y la diferencia entre las presiones de gas máxima y mínima. Un volumen de gas denominado gas de colchón, siempre queda almacenado.
- **El régimen de extracción máximo del gas almacenado** puede limitarse por la resistencia al flujo en el pozo de producción y en las rocas porosas.

Las técnicas de construcción de pozos, aplicadas a los pozos, aplicadas a los pozos para el almacenamiento de gas, deben garantizar que los pozos toleren altas presiones de inyección, altos regímenes de producción y frecuentes alternaciones cíclicas; inyección seguida de producción. Los pozos para el almacenamiento también tienen una vida útil prolongada, 80 años o más, en comparación con los pozos de producción de petróleo y gas.

**C.5 Selección del tipo de almacenamiento.** Las variables a contemplar para la selección del tipo de almacenamiento, son función de las características geológicas y de las necesidades de almacenamiento.

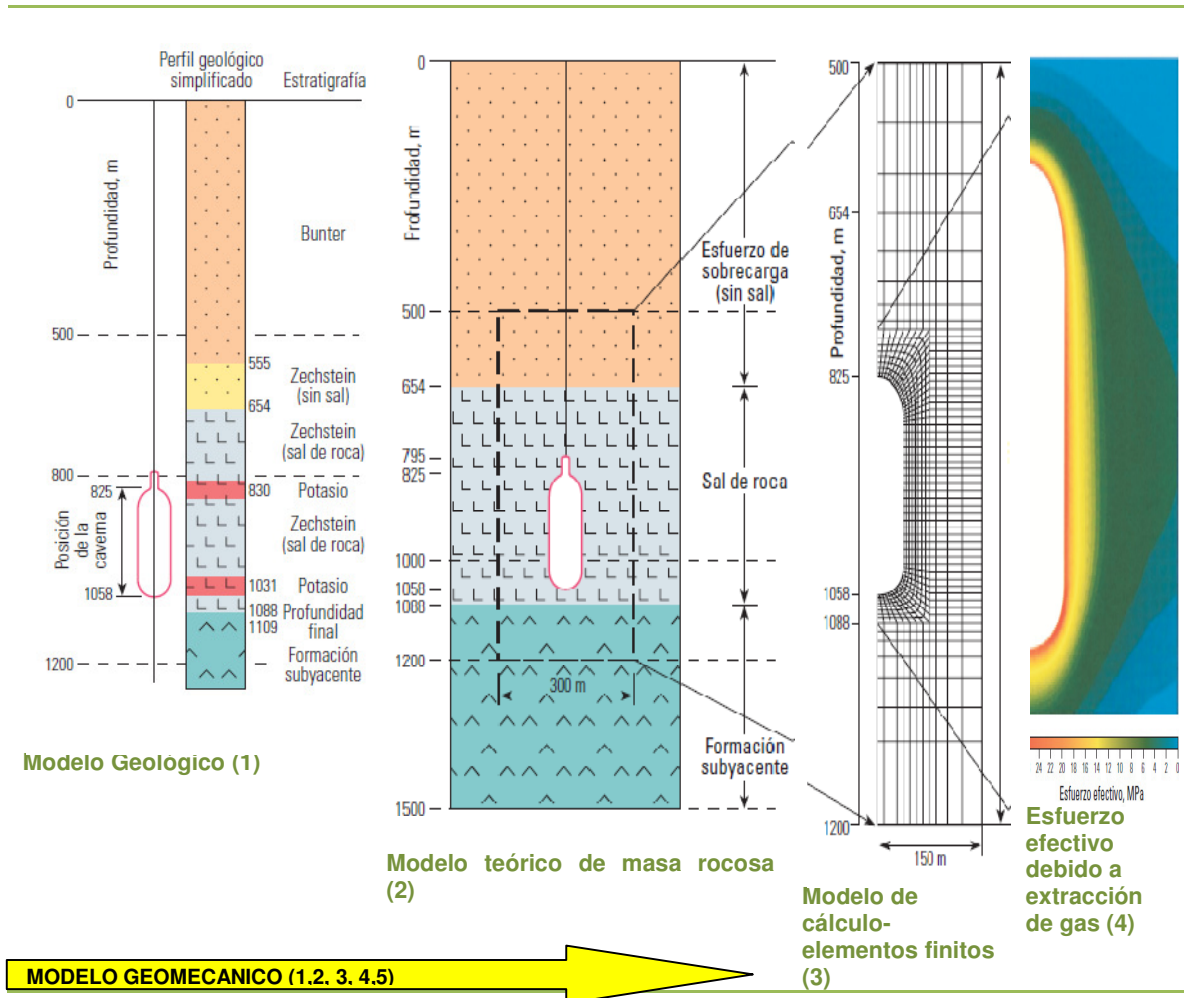
**C.5.1 Cavernas de sal.** Para la exploración de cuerpos salinos se utilizan levantamientos electromagnéticos, sísmicos y gravimétricos porque la conductividad, la velocidad y la densidad de la sal muestran una gran discrepancia con relación a las rocas contiguas. Los registros de pozos y la extracción de núcleo ayudan a evaluar la estructura y la composición de la sal. La sal puede presentarse en capas, pero esas acumulaciones evaporíticas generalmente contienen anhidrita, caliza y dolomía, las cuales no se diluyen.

La metodología básica para determinar la viabilidad del almacenamiento en una caverna de sal es la realización de un modelo geomecánico. El modelo se representa en la figura C.4

Para el diseño de las instalaciones de almacenamiento de gas son de vital importancia las investigaciones relacionadas con la mecánica de las rocas. Inicialmente se debe conocer la estructura y conocimiento de la sal, luego se efectúan los cálculos necesarios para saber la forma y la ubicación de la caverna. Entonces, inicialmente realiza el perfil geológico simplificado con los datos de registros de pozos y los núcleos, con el perfil obtenido se realiza el modelo teórico de masa rocosa para la sal y sus capas adyacentes, Con un modelo bidimensional de cálculo por el método de elementos finito simétrico con respecto al eje vertical de la caverna, y divide el modelo teórico en elementos para poder calcular los esfuerzos. Finalmente con los cálculos obtenidos se visualizan la distribución de los esfuerzos en torno a la caverna propuesta.

Para el diseño de las instalaciones de almacenamiento de gas son de vital importancia las investigaciones relacionadas con la mecánica de las rocas. Inicialmente se debe conocer la estructura y conocimiento de la sal, luego se efectúan los cálculos necesarios para saber la forma y la ubicación de la caverna. Entonces, inicialmente realiza el perfil geológico simplificado con los datos de registros de pozos y los núcleos, con el perfil obtenido se realiza el modelo teórico de masa rocosa para la sal y sus capas adyacentes, Con un modelo bidimensional de cálculo por el método de elementos finito simétrico con respecto al eje vertical de la caverna, y divide el modelo teórico en elementos para poder calcular los esfuerzos. Finalmente con los cálculos obtenidos se visualizan la distribución de los esfuerzos en torno a la caverna propuesta.

**Figura C.4. Modelo geomecánico de caverna de sal.**



FUENTE: Bary A.,Heinz B y Heinz B- Almacenamiento Subterráneo de gas . Oil Review. Schlumberger. 2002

Para el diseño de las instalaciones de almacenamiento de gas son de vital importancia las investigaciones relacionadas con la mecánica de las rocas. Inicialmente se debe conocer la estructura y conocimiento de la sal, luego se efectúan los cálculos necesarios para saber la forma y la ubicación de la caverna. Entonces, inicialmente realiza el perfil geológico simplificado con los datos de

registros de pozos y los núcleos, con el perfil obtenido se realiza el modelo teórico de masa rocosa para la sal y sus capas adyacentes, Con un modelo bidimensional de cálculo por el método de elementos finito simétrico con respecto al eje vertical de la caverna, y divide el modelo teórico en elementos para poder calcular los esfuerzos. Finalmente con los cálculos obtenidos se visualizan la distribución de los esfuerzos en torno a la caverna propuesta.

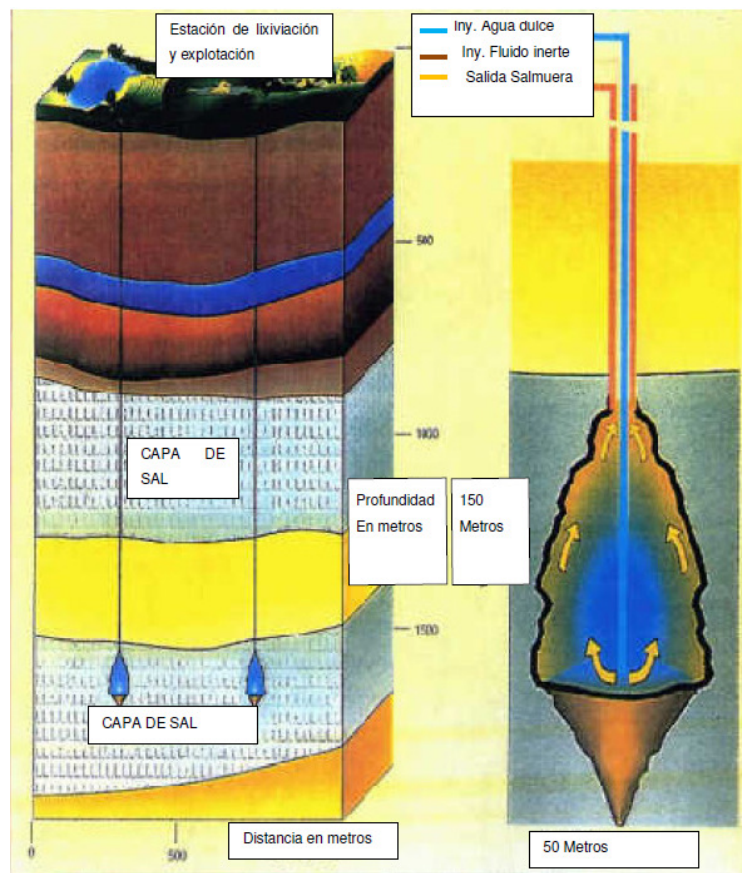
Los parámetros a considerar en el modelo geomecánico son:

- Espesor, extensión y profundidad de la formación, apropiados.
- Alta calidad de la sal, preferiblemente sin insolubles o en un rango inferior al 20%, y en poca cantidad sales muy solubles como la sal de potasio y magnesio.
- Aprovechamiento de agua dulce suficiente, se hace necesario el suministro de aproximadamente 9 m<sup>3</sup> de agua para extraer por lixiviación 1 m<sup>3</sup> de sal.
- Mantenimiento de la presión hasta el umbral especificado para la caverna salina, para garantizar la estabilidad mecánica de las paredes. Evitar las fracturas en techo y piso de la cavidad
- Efectuar el tratamiento residual de salmueras, de acuerdo a las normas ambientales.
- Utilizar fuentes de agua como acuíferos y aguas subterráneas, si es posible. El parámetro máximo para la mineralización del agua es >5000 ppm de NaCl.
  - El volumen de gas adecuado para una caverna de gas oscila entre 0.7x10<sup>9</sup> y 2.5x10<sup>9</sup> SCF

**C.5.2 Técnicas de lixiviación en domos salinos.** Una de las cualidades de la sal que se deforma plásticamente en marcos temporales rápidos, dando efectivamente las cualidades de buen sellante. El funcionamiento de proceso de lixiviación (Proceso descrito en la Figura C.5 )comprende la perforación de un

pozo por el cual entra agua dulce y saldrá salmuera residual. Este pozo también se utiliza para la inyección y extracción de gas.

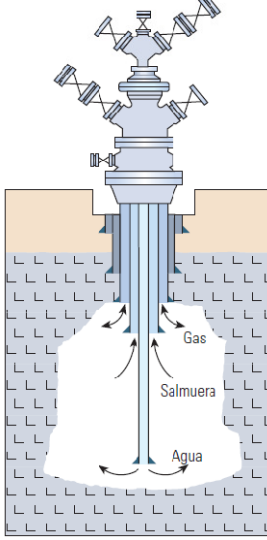
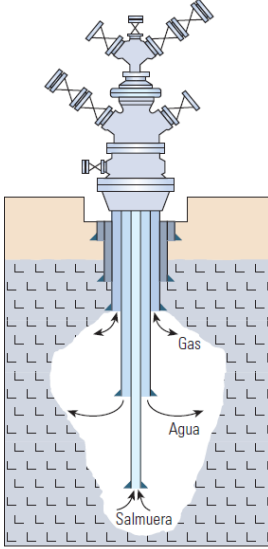
**Figura C.5. Proceso de lixiviación en una caverna salina**



FUENTE: Bary A., Heinz B y Heinz B- Almacenamiento Subterráneo de gas . Oil Review. Schlumberger. 2002

Existen dos tipos de lixiviación: **Directa e inversa**, su funcionamiento se describe en el Figura C.6

**Figura C.6 Tipos de lixiviación**

 <p style="text-align: center;"><b>Lixiviación directa</b></p>	 <p style="text-align: center;"><b>Lixiviación inversa</b></p>
<p>Inyección de agua dulce y de la extracción de salmuera, donde el nivel de inyección de agua disuelve mas sal creando una cavidad más amplia</p>	<p>En la lixiviación inversa la extracción de salmuera se realiza por la tubería central</p>

FUENTE: Bary A.,Heinz B y Heinz B- Almacenamiento Subterráneo de gas . Oil Review. Schlumberger. 2002

**C.5.3 Selección de almacenamiento de gas en rocas porosas** Es más viable la selección del almacenamiento de gas en yacimientos agotados toda vez que se puede utilizar los pozos de drenaje y las cañerías, ya utilizados anteriormente en el campo, para reducción de costos.

También puede utilizarse las cavernas para el almacenamiento de otros tipos de fluidos como es el caso del aire comprimido CAES. Este procedimiento consiste en almacenar la energía producida por unidades nucleares a carbón en excesos de oferta para ser utilizados al incrementar los picos. Este aire comprimido luego

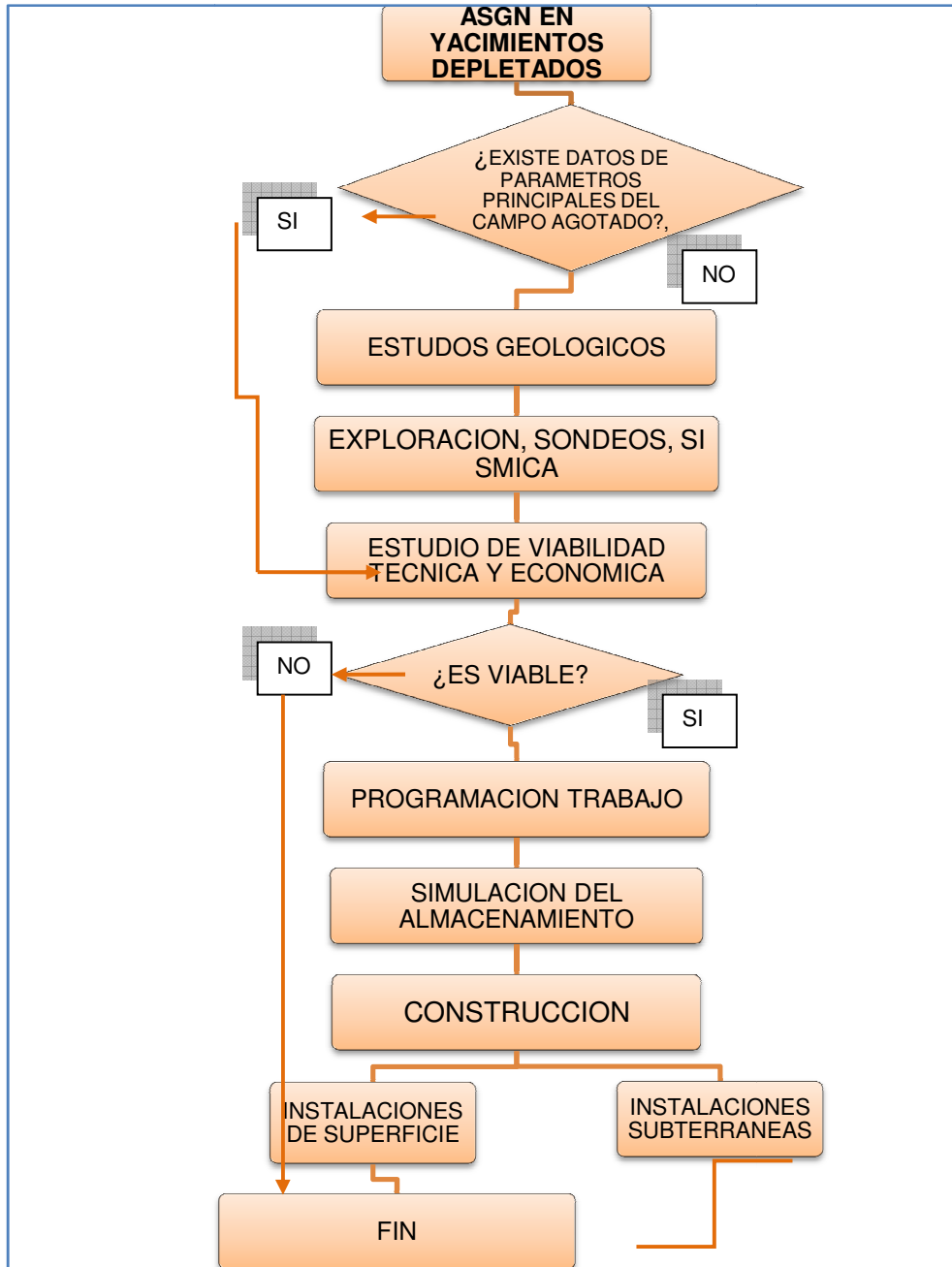
es sacado en periodos de carga pico y es utilizado para quemar el gas natural en las cámaras de combustión de superficie. Como en los campos agotados ya son conocidos los parámetros principales del yacimiento debido a que la fase de exploración y producción ya han realizado previamente; estos parámetros son: Historia de producción de los pozos existentes, presión inicial del yacimiento, Volumen inicial de los diferentes fluidos, temperatura, porosidad y permeabilidad del almacén, caracterización de los fluidos del yacimiento

Procedimiento para la planeación y desarrollo de un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas en yacimientos depletados, según se esquematiza en la Figura C.7. Para la implementación del almacenamiento se deben considerar las siguientes precisiones:

- Definición de la presión máxima de operación que es igual a la presión inicial del almacén incrementado la presión disponible en función de la estanquidad de la roca sello, esto es igual a la presión umbral capilar.
- Evaluar la historia de producción para probar la capacidad real de flujo del yacimiento.
- Efectuar el desplazamiento del fluido existente en el yacimiento para la creación de un volumen de gas de saturación de los poros, esto está regulado por la transmisibilidad de la roca almacén en el rango de presiones de operación permitidos

Una de las ventajas principales que debe considerarse para la selección del ASGN en yacimientos depletados es el corto tiempo que se requiere para transformarlos en almacén, considerando que ya son conocidos los parámetros principales del yacimiento.

Figura C.7 Esquema para viabilizar el ASGN en yacimientos depletados



FUENTE: Las autores

**C.5.4 Criterios para selección ASGN en acuíferos** La transformación de un acuífero a ASGN se da por la inyección de gas natural. Para la viabilidad del almacenamiento se hace necesario un extenso programa de exploración para probar la eficiencia para la impermeabilidad del gas. Principalmente deben considerarse las siguientes condiciones para iniciar el proceso de viabilidad, así:

- Debe existir un acuífero que rodee completamente la zona saturada artificialmente con gas dentro del escenario depósito
- Debe existir una estructura geológica para que actúe como trampa de gas o roca sello.
- Debe existir una o más estructuras con capas porosas y permeables.

Procedimiento a seguir para la exploración de una estructura de acuífero:

Determinar potencial de almacenamiento de la estructura, usar datos geológicos.

Realizar la sísmica para determinar tipo de estructura.

Muestreo de los pozos para determinar estratigrafía y litología.

Realizar pruebas de laboratorio para determinar propiedades petrofísicas.

Realizar ensayos hidrodinámicos para determinar propiedades mecánicas de los distintos niveles del almacén.

Efectuar simulación para determinar la viabilidad

**C.5.5 Criterios de selección de escenarios para ASGN en Colombia.** En Colombia existen diversas variables a considerar como criterio para la selección de escenarios de depósito subterráneo para gas natural. Según el último plan de abastecimiento de gas natural publicado por la UPME en el año 2010 las reservas probadas de gas declinarán significativamente para el año 2019, y prácticamente la producción finalizará a mediados del año 2030. Actualmente Colombia exporta gas a Venezuela, y según el plan esta dinámica se invertirá próximamente, pero esa afirmación es incierta debido a la inestabilidad en las decisiones políticas de ese país. Por tanto, podría considerarse que al finalizar el convenio actual para la

exportación, esa oferta sobrante podría almacenarse para un futuro desabastecimiento inminente. Una opción óptima serían los depósitos subterráneos, toda vez que existen un gran número de escenarios disponibles a evaluar, principalmente los yacimientos agotados.

**C.5.6 Criterios de selección para yacimientos de domos salinos en Colombia.** En cuanto a los domos salinos, el más importante en Colombia se encuentra ubicado en las montañas de Zipaquirá, en el departamento de Cundinamarca, su estructura geológica tiene una datación de 200 millones de años, del periodo terciario. Bajo presión y calor, la sal se desplaza de manera la sal se desplaza perdiendo el rastro de estratificación y se crea una masa homogénea de sal. Sería un almacén perfecto ya que se tiene pleno conocimiento de su situación geológica, pero se ha convertido mas en un sitio turístico y de tradición católica con la creación de la Catedral de Sal, que darle una viabilidad para un almacenamiento es prácticamente imposible, además al evaluar los costos, produce más con el uso actual. También existen yacimientos de sal en lugares como Nemocón y Tausa, pero tendría que entrarse una evaluación completa para poder sintetizar el criterio de selección, por tanto la implementación en caso de viabilizarse, sería extremadamente costosa.

Los espesores, profundidades y continuidad de los yacimientos de sal existentes en Colombia son relativamente insuficientes para un ASGN, toda vez que aunque cuentan con unos espesores aproximados de 1200 pies los techos de los domos se encuentran a profundidades someras entre 120 y 300 pies. Los almacenamientos subterráneos de gran capacidad necesitan unos rangos de presiones de trabajo, considerando la óptimas en profundidades mínimas de 3000 pies, por tanto los domos salinos en Colombia no cumplirían con los criterios de selección y no son candidatos para la selección de la técnica de almacenamiento propuesta.

**C.5.7 Criterios de selección para acuíferos.** Los acuíferos en Colombia, con datos del IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia), las profundidades conocidas llegan hasta los 300 metros, que serían someros y no alcanzarían las presiones de trabajo necesarias para una implementación de un ASNG. Sin embargo en un futuro cercano, podría reevaluarse la consideración de acuíferos para almacén, de acuerdo los resultados del “Programa de exploración de aguas subterráneas” que viene adelantando INGEOMINAS (Instituto Colombiano de Geología y Minería), ya que de esos estudios se obtendría la suficiente información para poder efectuar el estudio y viabilidad de futuros ASNG.

En la tabla C.1 se visualizan la información detallada sobre los acuíferos existentes en Colombia, discriminada por regiones, caudales, tipos de acuíferos, calidad del agua, y profundidades conocidas. Debe tenerse en cuenta la definición para los tipos de acuíferos, que son dos: Acuíferos confinados y acuíferos no confinados.

En el **acuífero confinado**, el agua está atrapada entre los estratos impermeables de la roca o entre grietas de la formación rocosa. Dicha agua podría encontrarse almacenada a presión, y a esta presión se le llamaría artesana. Si se hinca un pozo en un acuífero confinado, el nivel del agua en el pozo aumenta en proporción a la presión artesiana, y fluye naturalmente sin necesidad de utilizar una bomba. Tanto a este pozo como a su acuífero se le llaman también artesianos. Los acuíferos artesianos profundos pueden tener un espesor de hasta 3,000 pies (914 metros), y rendir hasta 1,000 galones de agua por minuto. En un **acuífero no confinado**, en cambio, el agua no está almacenada a presión por no estar encapsulada en la roca. Si se hincara un pozo en él, el agua se tendría que bombear a la superficie.

**Tabla C.1. Acuíferos en Colombia**

Área	Media Guajira	Región del Canal del Dique	Caudal del río Cauca	Sabana de Bogotá	Isla de San Andrés
<b>Tipo de acuífero</b>	Confinado	Libre y confinado	Semiconfinado y confinado	Libre y confinado	Libre
<b>Espesor (m)</b>	300	40-100	100-250	150-300	50
<b>Profundidad del nivel del agua (m)</b>	10-15	10	5	10-35	15
<b>Profundidad promedio de los pozos (m)</b>	60-240	200	100-200	50-500	60
<b>Caudal medio de los pozos (litro/seg)</b>	5-40	510	30-130	1-5	15
<b>Calidad del agua</b>	Salubre	Moderada dulce	Dulce	Dulce	Moderada Dulce

FUENTE: IDEAM <http://intranet.ideam.gov.co/acuíferos>

**C.5. Criterios y metodología para selección en yacimientos depletados.** En Colombia hay números yacimientos depletados, con viabilidad de depósitos para gas, ya que las facilidades subterráneas y de superficie existentes reducirían costos y tiempo en su conversión a almacenes.

Puede desarrollarse la siguiente metodología para la aplicación de criterios para selección y evaluación de candidatos para la conversión de yacimientos agotados a depósitos de gas, así:

- Ubicación de candidatos: se debe analizar los requerimientos estratégicos y económicos de la red de distribución, esto es la cadena de gas de producción a consumo.

- Historia de producción: Análisis de la información para conocer la capacidad de almacenamiento.
- Se debe evaluar el comportamiento del almacén mediante procesos de simulación.
- Al efectuar un almacenamiento de gas, la presión del yacimiento crece, esto generaría un aumento en la producción de petróleo, aumenta así también la producción de gas existente y del volumen de gas de trabajo o colchón.
- Parámetro geológicos: estructuras propias de almacenamiento como anticlinales, fallas, monoclinales, otros, con buen rango de permeabilidad y espesor.
- Espesor de la capa: Mínimo de 30 a 50 pies de espesor mínimo de las capas, para pozos horizontales de gas, por ejemplo, ya que actualmente en los yacimientos de gas se perforan con mayor frecuencia este tipo de pozo. Con esas profundidades se puede desarrollarse un ASGN.
- Capa de gas: La existencia de una capa de gas en la estructura favorece las condiciones de saturación y operación del depósito, porque baja la saturación en líquidos residuales, disminuye el tiempo de construcción porque no es necesario el llenado de gas requerido para yacimientos netos de líquido.
- Profundidad del almacén: para realizar el ASGN debe correlacionarse la presión de almacenamiento y la profundidad. El rango óptimo para presiones de almacenamiento oscila entre 1500 y 3000 psi, estas presiones pueden darse a unas profundidades de 3000 y 6000 pies.

## **ANEXO D. “Ayuda multimedia” Contenido documental sobre el análisis técnico- económico del ASGN**

El estudio técnico –económico del almacenamiento subterráneo de gas natural, realizado en el presente trabajo, generó una amplia información, la cual se plasmó en una ayuda multimedia denominada “Contenido documental sobre el análisis técnico- económico del ASG”

**D.1 Metodología utilizada para la realización de la ayuda multimedia.** Para realizar la ayuda digital, que contiene la información ampliada sobre el almacenamiento subterráneo se siguió la siguiente metodología, a saber:

- **Obtención de la información:** En esta etapa se desarrolló una recopilación y un análisis de la información relativa al almacenamiento subterráneo de gas natural, así: Información teórica sobre diferentes escenarios de depósito, información sobre implementaciones realizadas en el mundo, estudio de mercado a través del análisis oferta- demanda del gas natural.
- **Realización de comparativos:** Se realizaron comparativos técnicos y económicos sobre los diferentes resultados de implementaciones realizadas en el mundo, para diferentes escenarios de depósito.
- **Análisis de datos:** Con los resultados de comparativos se analiza la información para determinar cual depósito es viable utilizar.
- **Realización de ayuda multimedia:** Con las informaciones obtenidas y los análisis realizados, se presenta una ayuda multimedia, que sirve como documento de consulta para una futura implementación de ASGN.

**D.2 Tipo de ayuda multimedia realizada.** La ayuda básicamente, comprende una presentación animada tipo flash, que muestra la información del análisis realizado. Está integrado por la información teórica, gráficas, tablas, comparativo realizados, descripción de los tipos de almacenamiento, análisis de oferta y demanda del gas natural a nivel mundial y local, análisis técnico y económico.

Es una ayuda digital documental que permite al usuario, interesado en el tema, ubicarse en un contexto académico informativo, para que pueda consolidar bases teóricas, técnicas y económicas sobre la implementación de almacenamientos subterráneos de gas natural. Es didáctica, porque el usuario se documenta en una forma sencilla, concisa, clara y agradable, de tal forma que el estudio es puntual.

**D.3 Objetivos de la ayuda multimedia realizada.** El objetivo principal de la ayuda radica en un soporte documental del análisis realizado con la investigación que permite al usuario, lector y/o interesado en el ASGN, enterarse en una forma dinámica, concisa y clara sobre los diferentes aspectos que componen la implementación de la técnica, que para Colombia es totalmente nueva, y de cierto modo incierta.

Un segundo objetivo, es que la metodología de aprendizaje ha ido evolucionando a la par con la tecnología, y por tanto las ayudas didácticas, como en este caso, cobran mayor importancia que los métodos tradicionales empleados para adquirir conocimiento.

Finalmente, la investigación, a nivel académico, ha tenido un auge significativo, en las últimas décadas, en aspectos relevantes del suministro de energía primaria, principalmente en hidrocarburos, que se hace necesario la utilización de los soportes tecnológicos disponibles actualmente; por tanto, la realización de este tipo de ayudas se convierte en un valor agregado para el analista como para el usuario final.

**D.4 Contenido de la ayuda multimedia.** La ayuda digital, básicamente contiene aspectos teóricos, técnicos y económicos del estudio técnico-económico realizado, con los siguientes temas principales:

- Historia del ASGN

- Actores principales del ASGN (Cadena de valor del gas)
- Información conceptual del ASGN
- Estado actual de oferta-demanda del gas natural
- Reservas probadas de gas natural en Colombia y el mundo
- Análisis detallado de los diferentes escenarios de depósito.
- Estudio y análisis de implementaciones de ASGN realizadas en el mundo
- Estudio técnico de ASGN: Factores, ingeniería conceptual, facilidades.
- Estudio económico: Costos y análisis financiero.
- Tablas iterativas: para cálculos elementales de costos.

**D.5 Utilización de ayuda multimedia.** La ayuda está diseñada para una utilización sencilla, práctica y eficaz, que sintetiza la información documental y analítica del proyecto realizado.

Cualquier usuario puede acceder a la ayuda, toda vez que queda como documento bibliográfico dentro del proyecto presentado. No tiene restricciones de acceso y la presentación es dinámica y de fácil entendimiento y accesibilidad.

**D.6 Anexo entregado para consulta.** Anexo a esta investigación, se encuentra el CD con la presentación tipo flash, que corresponde a la ayuda multimedia. En el mismo CD se encuentran los respectivos programas a instalar, para poder visualizar la presentación. (Ver CD en contratapa)