

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN PROSPECTO GEOLÓGICO  
PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN  
COLOMBIA**

**DIANA ROCÍO ARDILA REYES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN PROSPECTO GEOLÓGICO  
PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN  
COLOMBIA**

**DIANA ROCÍO ARDILA REYES**

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniera de Petróleos**

**Director**

**OSCAR VANEGAS ANGARITA  
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

*DEDICATORIA*

*A DIOS Por haberme permitido llegar hasta este punto.*

*A mi Madre TERESA REYES BENITEZ, por su amor, dedicación,  
apoyo durante toda mi vida y por creer en mí.*

*A mi novio CARLOS RUIZ, por todo el amor y apoyo que me ha dado para continuar  
con esta meta.*

*A mi padre, hermanos, abuela, amigos y demás familiares quienes me apoyaron de una u otra  
manera.*

*DIANA ARDILA*

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresan su agradecimiento a:

**Oscar Vanegas Angarita**, Ingeniero de Petróleos y Director del proyecto, por sus aportes, 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 en el crecimiento profesional.

A mis compañeros de ingeniería de petróleo por su aporte académico y por tantos momentos de risas.

A Slupy, Diana, Tati, Nancy, Tata, Andrés, Lalita y Oriana que marcaron una etapa de mi camino universitario.

Al melodioso sonido de Santiago Cruz.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
<b>1. ASPECTOS GENERALES DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>17</b>
1.1 El gas natural.....	17
1.2. El mercado del gas natural en el mundo y Colombia.....	21
1.3. PROSPECTIVIDAD DE GAS NATURAL EN COLOMBIA .....	24
1.3.1. Reservas en Colombia.....	25
1.3.1.1. Oferta en Colombia.....	25
1.3.1.2 Demanda nacional del gas natural .....	27
1.3.1.3 Aspectos relevantes del comportamiento de la disponibilidad del gas frente a la demanda esperada.....	28
1.3.1.3 Situación energética del país.....	30
1.4. Alternativas de abastecimiento.....	33
1.4.1. Reclasificación de reservas probables a probadas.....	34
1.4.2. Adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos .....	36
1.4.3. Incorporación de gas no convencional.....	39
1.4.4. Importaciones gas natural de Venezuela.....	41
1.4.5. Importaciones gas natural licuado .....	41
1.4.5.1. Alternativa 1. Por la costa atlántica .....	41
1.4.5.2. Alternativa 3. Costas atlántica y pacífica .....	43
1.5. Suministro de gas natural licuado – GNL.....	45
<b>2. CONCEPTOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL.....</b>	<b>47</b>
2.1. Almacenamiento subterráneo de gas.....	47
2.2 tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural.....	48
2.2.1 Yacimientos agotados de gas natural o de petróleo con gas asociado. ....	50
2.2.2 Almacenamiento de acuíferos. Esta .....	53
2.2.3 Almacenamiento en cavidades salinas. Este .....	54
2.2.4 Almacenamiento en caverna de roca .....	56
2.2.5 Almacenamiento en minas abandonadas. Los .....	56
2.2.6 Razones para almacenar subterráneamente el gas natural. Las razones que tienen en cuenta los gobiernos para construir almacenamientos subterráneos de gas natural son los siguientes:.....	57
2.3 Yacimientos agotados de gas natural o de petróleo con gas asociado.....	58
2.3.1. Instalación de un almacenamiento subterráneo de gas .....	59
2.3.2. Pasos para realizar el diseño de almacenamiento.....	60
<b>3. ESTUDIO TECNICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRANEO.....</b>	<b>62</b>
3.1 Estudio conceptual de almacenamiento subterráneo de gas natural .....	62
3.1.1 Marco comercial de almacenamiento subterráneo de gas natural .....	64
3.1.2 Análisis técnico para almacenamiento de gas subterráneo .....	65
3.1.3 Indicaciones a seguir en el estudio técnico en yacimientos depletados para almacenamiento de gas subterráneo .....	65
3.2 Información técnica de yacimientos agotados para implementación de almacenamiento subterráneo de gas natural. ....	66

3.3 Bases de diseño de un yacimiento agotado para almacenamiento subterráneo de gas natural.....	67
4. ANALISIS FINANCIERO.....	72
4.1. Estimación de costos. ....	72
4.1.3 Esquema tarifario para un almacenamiento subterráneo de gas .....	85
4.2 Estructura general de los flujos de caja.....	87
4.2.1 Valor Presente Neto (VPN): .....	88
4.2.2 Tasa Interna de retorno (TIR):.....	88
4.2.3 Periodo de recuperación de la inversión (PRI). ....	89
4.3 Analisis de sensibilidad.....	91
4.3.1 Tasa de incremento anual de los costos operativos .....	91
4.3.2 Tarifa de almacenamiento.....	92
4.3.3 Precio de venta del condensado. ....	92
4.3.4 Inversiones de desarrollo.....	93
4.3.5 Pozos de desarrollo.....	94
CONCLUSIONES.....	96
RECOMENDACIONES.....	98
BIBLIOGRAFIA.....	99

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. APORTE DE LOS CAMPOS REPORTADO POR LA ANH .....	26
TABLA 2. EVOLUCIÓN DE OFERTA DEL GAS NATURAL.....	27
TABLA 3. CAPACIDAD EFECTIVA NETA 2009 .....	31
TABLA 4. CONSUMO ESTIMADO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA PROMEDIO ANUAL (MPCD).....	32
TABLA 5. DÉFICIT PICO ESTIMADO POR AÑO CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE GAS DE CUPIAGUA FASES I Y II (MPCD).....	35
TABLA 6. ACTIVIDAD EXPLORATORIA POR TIPO DE CONTRATO Y % DE ÁREA DE LA CUENCA.....	37
TABLA 7. POTENCIAL DE GAS ESTIMADO POR CUENCA .....	38
TABLA 8. POTENCIALES DE GAS NO CONVENCIONAL .....	39
TABLA 9. REQUERIMIENTOS DE REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE – ALTERNATIVA 1 .....	42
TABLA 10. REQUERIMIENTOS DE REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE ANTE FENÓMENOS DE EL NIÑO – ALTERNATIVA 1 .....	43
TABLA 11. REQUERIMIENTOS DE REGASIFICACIÓN Y TRANSPORTE – ALTERNATIVA 3.....	44
TABLA 12. PARTICIPACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ALMACENAMIENTO EN EL MUNDO 1999. ....	48
TABLA 13. PROPIEDADES DE UN CASO DE YACIMIENTO AGOTADO .....	67
TABLA 14. PROPIEDADES RELACIONADAS CON LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE .....	68
TABLA 15. COMPOSICIÓN DE GAS CONDENSADO .....	68
TABLA 16. COSTOS ESTIMATIVOS PARA UN PROYECTO DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL .....	73
TABLA 17. COSTOS DE LOS POZOS DE INYECCIÓN /PRODUCCIÓN .....	77
TABLA 18. COSTO ESTIMATIVO DE LOS MATERIALES. ....	78
TABLA 19. COSTO ESTIMATIVO DE PERFORACIÓN .....	79
TABLA 20. COSTO DE CONTINGENCIAS EN PERFORACIÓN.....	79
TABLA 21. COSTOS DISEÑOS Y GESTIÓN DE PROYECTOS. ....	80
TABLA 22. COSTOS DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	80
TABLA 23. COSTOS DE PLANTAS DE TRATAMIENTO .....	82
TABLA 24. COSTOS DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS Y TUBERÍAS DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE .....	82
TABLA 25. COSTOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO .....	83
TABLA 26. COSTOS DE DISEÑOS Y DIRECCIÓN DEL PROYECTO.....	83
TABLA 27. COSTOS DE DISEÑOS Y DIRECCIÓN DEL PROYECTO.....	84
TABLA 28. COSTOS DE INFRAESTRUCTURA.....	84
TABLA 29. COSTOS OPERATIVOS .....	85
TABLA 30. RESULTADOS DE UN ANÁLISIS FINANCIERO PARA UN PROYECTO DE 284MM\$ Y CON CRÉDITO BANCARIO DEL 60% DEL VALOR TOTAL, ANALIZADO EN 20 AÑOS. ....	90

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. ESQUEMA COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL .....	18
FIGURA 2. MERCADO MUNDIAL DEL GAS .....	22
FIGURA 3. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL – 2004.....	23
FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS EN COLOMBIA, EN 2009 .....	24
FIGURA 5. DIVISIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL.....	25
FIGURA 6. BALANCE NACIONAL DEL GAS NATURAL .....	28
FIGURA 7. BALANCE COSTA ATLÁNTICA .....	29
FIGURA 8. BALANCE INTERIOR .....	30
FIGURA 9. REQUERIMIENTOS DE GAS ESTIMADO EN LA COSTA ATLÁNTICA ANTE LA OCURRENCIA DE FENÓMENOS DE EL NIÑO ENTRE LOS AÑOS 2011 A 2020 .....	33
FIGURA 10. BALANCE COSTA ATLÁNTICA ANTE LA INCORPORACIÓN DE LA OFERTA DE CUPIAGUA FASE I EN 2013 Y FASE II EN 2017 .....	35
FIGURA 11. DISTRIBUCIÓN DE LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE GAS POR CUENCA.....	36
FIGURA 12. ACTIVIDAD EXPLORATORIA POR TIPO DE CONTRATO Y % DE ÁREA DE LA CUENCA.....	37
FIGURA 13. PERSPECTIVAS DE GAS NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA – UBICACIÓN .....	39
FIGURA 14. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	40
FIGURA 15. ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO 2011-2020 .....	42
FIGURA 16. BALANCE COSTA ATLÁNTICA – ALTERNATIVA 3 ANTE FENÓMENOS DE EL NIÑO .....	44
FIGURA 17. PORCENTAJE DEL TOTAL EN DIFERENTES TIPOS DE ALMACENAMIENTO.....	48
FIGURA 18. ESQUEMA CON LOS TIPOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS .....	49
FIGURA 19. YACIMIENTOS AGOTADOS DE GAS NATURAL.....	51
FIGURA 20. ALMACENAMIENTO DE GAS EN ACUÍFEROS.....	53
FIGURA 21. ALMACENAMIENTO DE GAS EN CAVIDADES SALINAS .....	55
FIGURA 22. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS EN YACIMIENTO AGOTADO .....	59
FIGURA 23. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS .....	60
FIGURA 24. PREDICCIONES DE INYECCIÓN DE GAS. ....	69
FIGURA 25. PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN DE CONDENSADO DURANTE LA FASE LA EXPLOTACIÓN. ....	70
FIGURA 26. PREDICCIONES DE LA DENSIDAD DEL GAS PRODUCIDO.....	70
FIGURA 27. CÁLCULO GRÁFICO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO.....	89
FIGURA 28. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES VPN/ INFLACIÓN COSTOS OPERATIVOS .....	92
FIGURA 29. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES VPN/ TARIFA DE ALMACENAMIENTO .....	93
FIGURA 30. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES VPN/ PRECIO DE VENTA CONDENSADO .....	93
FIGURA 31. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES VPN/ COSTO DE LAS INSTALACIONES .....	94
FIGURA 32. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES VPN/ COSTO DE LOS POZOS .....	94

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN PROSPECTO GEOLÓGICO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA<sup>1</sup>**

**AUTOR: DIANA ROCÍO ARDILA REYES<sup>2</sup>**

**PALABRAS CLAVES:** Almacenamiento subterráneo de gas natural, análisis técnico financiero, campos de gas o de petróleo depletados.

Este proyecto se orienta en el desarrollo de la evolución del consumo de gas natural, se estudia las alternativas consideradas para incrementar el suministro de gas natural y fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano, implementadas con el fin de que permitirán resolver las dificultades de abastecimiento de gas natural, en su proyección futura de las distintas fuentes de energías en el país. También se orienta en la elaboración de un estudio técnico y teórico de los diferentes tipos de almacenamientos de gas natural subterráneo implementados en el mundo, que sirve como soporte para implementar esta técnica en un caso específico en Colombia por medio de la utilización de diferentes escenarios de depósitos de gas natural que permita tomar la decisión para saber qué escenario de depósito es más conveniente utilizar.

Al elaborar el estudio técnico y financiero se analizó la documentación teórica necesaria para la implementación de la técnica, basados en los comparativos para diferentes escenarios. Con los resultados obtenidos del estudio, se podrán crear relaciones de costo-beneficio en el ámbito financiero, de tal manera que en el futuro se pueda optar por la opción más viable para los abastecimientos de la energía del gas natural, en países donde esta técnica aun no es tan usada.

El proyecto fue orientado hacia un caso en Colombia, con la finalidad de obtener soluciones para futuros abastecimientos de gas natural, buscando lograr un equilibrio en la oferta y la demanda de recursos energéticos mediante la implementación de los almacenamientos subterráneos.

---

<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. Oscar Vanegas Angarita (Director).

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF A GEOLOGICAL PROSPECTUS FOR UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS IN COLOMBIA<sup>3</sup>**

**AUTHOR: DIANA ROCÍO ARDILA REYES<sup>4</sup>**

**KEYWORDS:** Underground storage of natural gas, financial technical analysis, golf depleted oil or gas.

This project focuses on the development of the evolution of natural gas consumption, we study the alternatives considered to increase the supply of natural gas and strengthen the Colombian gas supply, implemented to resolve the difficulties that will supply natural gas in future projections of different energy sources in the country. It also aims to develop technical and theoretical study of the different types of underground natural gas storage deployed in the world, which serves as a support to implement this technique in a specific case in Colombia through the use of different scenarios natural gas deposits decision allowing to know which stage of deposition is more convenient to use.

In developing the technical and financial study analyzed the theoretical documentation necessary for the implementation of the technique, based on the comparison for different scenarios. With the results of the study, we can create cost-benefit relations in the financial field, so that in the future they can choose the most viable option for energy supplies of natural gas, in countries where this technique even not so used.

The project was aimed at a case in Colombia, in order to obtain solutions for future natural gas supplies, seeking to balance the supply and demand of energy resources by implementing underground storage.

---

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

<sup>4</sup> Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Engineer. Oscar Vanegas Angarita (Director).

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la participación del gas natural en la satisfacción de las necesidades de energía a nivel mundial, ha aumentado en forma constante, esto es debido a la masificación del consumo en los sectores industrial, comercial y residencial. Entre las razones que explican lo anterior se encuentra: las fluctuaciones en el precio del petróleo, la aparición de fenómenos como el del “niño”, que ha disparado el consumo de energía, y la disminución en las reservas energéticas petroleras.

La masificación en el uso del gas natural, ha llevado a que la industria petrolera desarrolle nuevas tecnologías para satisfacer la demanda creciente, previendo el almacenamiento a través de diferentes medios como yacimientos depletados, domos salinos, acuíferos y construcción de pozos.

El almacenamiento subterráneo de gas ha demostrado ser una de las maneras más eficientes de almacenamiento; en términos económicos es una alternativa más barata comparada con el confinamiento en tuberías y tanques, los cuales son más costosos, tanto por su construcción como por el mantenimiento que requieren. También su almacenamiento bajo tierra es más seguro, pues la falta de oxígeno en este medio, hace que el gas no pueda arder ni explotar.<sup>5</sup>

Durante muchos años, los países del mundo han utilizado depósitos subterráneos para almacenar gas para su uso posterior, de acuerdo a necesidades energéticas de la población. En 1997, ya se contaba con más de 580 instalaciones de almacenamiento subterráneo que ofrecían una capacidad de 260 millones de

---

<sup>5</sup> SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Almacenamiento subterráneo de gas: Problemas debajo de la superficie [en línea]. 2011. [Consultado el 10 de octubre de 2012, 7:00 a.m.]. Disponible en Internet: <URL:www.anepetro.org/mslib/app/preview.do?papernumber=000088491&societycode=SPE>

metros cúbicos, aproximadamente el 10% del consumo de ese año. Para el año 2010, el gas natural representó un 60% de la energía disponible.<sup>6</sup>

En Colombia, el “fenómeno del niño” ha generado el aumento de los consumos de gas, estos incrementos se reflejan en mayores volúmenes de transporte de energía durante cortos períodos de tiempo, hecho que plantean la necesidad de ampliar la infraestructura existente y la racionalización de aspectos técnicos y financieros.

La selección del tipo de almacenamiento tiene como fundamento las necesidades del sistema, considerando factores tales como: capacidad máxima de inyección, requerimientos para la compensación, volumen total de almacenamiento, caudal máximo de extracción y, el más importante, la geología del área para el desarrollo del proyecto.

Antecedentes investigativos sobre el tema son los siguientes:

“Proteger y a continuación inyectar, optimizado de fluidos con éxito, en la perforación de yacimientos agotados para almacenar gas”, investigación realizada por Vickers, S.; Bruce, S.; Hutton, A.; y Hughes, B.,<sup>7</sup> se plantea aquí el almacenamiento de gas en el mar del norte con una capacidad de cinco millones de metros cúbicos, como una política energética dada la independencia de las importaciones de gas que tiene Inglaterra, y en general el Reino Unido.

“Programa de seguridad geotécnica para las cavernas de almacenamiento subterráneo de gas”, propuesto por Zhang, Lianyang, en la Universidad de

---

<sup>6</sup> ECOGAS. Estudio de factibilidad técnico-económica para el almacenamiento subterráneo de gas en Colombia. Bogotá, 1999, p. 31.

<sup>7</sup> VICKERS, Stephen y otros. Proteger y a continuación inyectar, optimizado de fluidos con éxito, en la perforación de yacimientos agotados para almacenar gas [en línea]. 2011. [Consultado el 12 de octubre de 2012, 9:35 p.m.]. Disponible en Internet: <URL:<http://www.onepetro.org/mslib/app/previe.do?papernumber=SPE144798-MS&Societycode=SPE>>

Arizona,<sup>8</sup> considerando que el problema estructural de una caverna de sal es esencial geotécnico, en este trabajo se describe la aplicación de un programa de seguridad geotécnica (SP6) a una caverna de almacenamiento de gas en la sal, centrándose en los dos primeros componentes, criterios de rendimiento y evaluación del diseño. La evaluación del diseño se llevó a cabo mediante la comprobación de las condiciones diseño, la identificación de mecanismos de funcionamiento, de las secciones críticas y de aspectos críticos de rendimiento.

“El preferido de gas natural, opción de conservación: almacenamiento subterráneo de gas”,<sup>9</sup> trabajo desarrollado por Mariam Temitope en la Universidad de Ibadam, Nigeria. Dada la necesidad de conservar las fuentes de energía, de modo que ella no se pierdan. El objetivo de la propuesta es hacer énfasis en la necesidad de conservar el gas natural a través de almacenamiento, diferentes tipos de estos se compararon con el fin de seleccionar la opción más viable, siendo elegido el almacenamiento subterráneo. Mediante un software se llevó a cabo el análisis económico de los diferentes métodos y determinación de los parámetros de rendimiento.

“La utilización de los almacenamientos subterráneos ubicados en formaciones geológicas costeras durante el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas en la plataforma ártica de Rusia”,<sup>10</sup> trabajo propuesto por V.P. Konukhin, en el Instituto de Minería del Centro de Ciencias de Kola de la Academia Rusa de las Ciencias. Se presenta aquí una evaluación detallada de la posibilidad de utilización de las

---

<sup>8</sup> LYANYANG, Zhan. Programa de seguridad geotécnica para las cavernas de almacenamiento subterráneo de gas [en línea]. 2010. [Consultado el 12 de octubre de 2012, 10:00 p.m.]. Disponible en Internet: <URL:<http://www.onepetro.org/app/preview.do>>

<sup>9</sup> TEMITOPE, Mariam. El preferido de gas natural, opción de conservación: almacenamiento subterráneo de gas [en línea]. 2010. [Consultado el 12 de octubre de 2012, 10:13 p.m.]. Disponible en Internet: <URL:[http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber=SPE\\_136984-MS&societycode=SPE](http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber=SPE_136984-MS&societycode=SPE)>

<sup>10</sup> KONUKHIN, V.P. La utilización de los almacenamientos subterráneos ubicados en formaciones geológicas costeras durante el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas en la plataforma ártica de Rusia [en línea]. 2009. [Consultado el 12 de octubre de 2012, 10:30 p.m.]. Disponible en Internet: <URL: <http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber-05-774desocietycode=SPE>>

instalaciones de almacenamiento subterráneo de transporte de los sistemas tecnológicos, diseñados para la acumulación, transporte, almacenamiento y cargas de productos durante el desarrollo de depósitos de material en bruto de hidrocarburos en el ártico ruso.

“Almacenamiento subterráneo de gas en el depósito de gas parcialmente agotado”, propuesto por M. Soroush en la Universidad de Calgary, Canadá; el objetivo de este estudio es desarrollar esta tecnología en un yacimiento en Irán, para este propósito se reunieron datos sobre el depósito, se preparó un modelo geológico para el campo y un plan de simulación que mostró buenos resultados.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> SOROUGH, M. Almacenamiento subterráneo de gas en el depósito de gas parcialmente agotado [en línea]. 2007. [Consultado el 13 de octubre de 2012, 8:08 a.m.]. Disponible en Internet: <URL: <http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber-2007-053desociety code=SPE>>

## **1. ASPECTOS GENERALES DEL GAS NATURAL**

En este capítulo se hablará de algunas de las generalidades del gas natural, se estudiará las alternativas consideradas para incrementar el suministro de gas natural y fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano, implementadas con el fin de que permitirán resolver las dificultades de abastecimiento de gas natural.

### **1.1 El gas natural**

El gas natural es un componente vital del suministro mundial de energía, es incoloro, sin forma y sin olor en su forma pura. El gas natural es un combustible fósil, que se crea en los yacimientos a partir de materia orgánica, compuestos principalmente de metano, con otros hidrocarburos, dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. Proviene de restos vegetales y animales en los que ocurren transformaciones con el paso del tiempo ya que se encuentran a elevadas presiones y temperaturas que rompen los enlaces de carbono de la materia orgánica.

La composición del gas natural está relacionada con su origen termogénico, de manera que se puede dividir en:

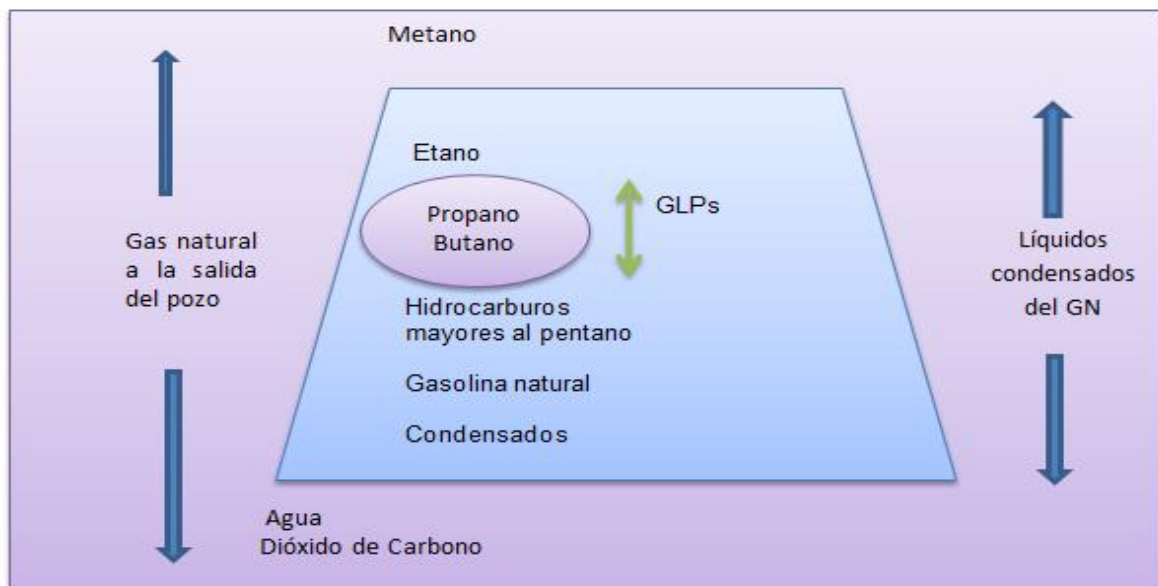
a) El Gas seco: es un gas natural que no tiene una cantidad significativa de hidrocarburo o vapor de agua cuando se encuentra a una temperatura ambiente y a la presión de la planta de tratamiento, compuesto por metano, etano, con pequeñas cantidades de propano y butano, puede ser estimado como un gas natural comercial.

b) Gas húmedo: gas natural que contiene una proporción apreciable de compuestos hidrocarburos más pesados que el metano (por ejemplo, etano, propano, y butano). Se presenta en fase líquida (propano, y butano) a temperatura ambiente y a presión de planta de tratamiento, se puede obtener la gasolina.

Generalizando se puede considerar una composición del gas natural que contiene aproximadamente el 90% de metano ( $\text{CH}_4$ ), y en menores cantidades etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) y butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ). En origen puede presentar otros gases como nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), helio ( $\text{He}$ ), argón ( $\text{Ar}$ ), además de vapor de agua y, a veces, mercurio ( $\text{Hg}$ ) y arsénico ( $\text{As}$ ).

Es importante no confundir el gas natural con los Gases Licuados del Petróleo (GLPs), por ejemplo el propano y el butano, que pueden estar presentes en su composición. Aunque a la presión de la atmósfera son gaseosos se pueden licuar fácilmente bajando su temperatura y aumentando su presión, se obtendrían así los líquidos condensados del gas natural: GLPs y gasolinas naturales.

**Figura 1. Esquema composición del gas natural**



Fuente: autor

Según el yacimiento se presenta una variada composición, se hace indispensable un adecuado tratamiento del gas con el fin de eliminar los componentes no deseados para obtener un gas con buena calidad. Se debe tener un alto número de seguridad ya que algunos compuestos de gas natural contienen elementos de

carácter tóxicos. Este es el caso del mercurio, que aunque se presente en pequeñas trazas tiene peligrosas propiedades corrosivas al reaccionar con determinadas aleaciones de aluminio. Debido a que el gas natural no tiene olor por su composición, se odoriza de manera que el consumidor lo reconozca inmediatamente en caso de fuga. También se trata el gas por motivos comerciales. En algunas ocasiones es necesario ajustar el nivel de concentración de los hidrocarburos para evitar que aparezca fase líquida durante el transporte, conseguir el poder calorífico exigido para el consumo o incluso extraer los hidrocarburos líquidos antes mencionados, muy valiosos en la industria petroquímica.

**Yacimiento de petróleo o gas:** Son acumulaciones de hidrocarburos que llenan los espacios o fisuras de la roca porosa que los alberga, se encuentra en diferentes formas bajo la superficie terrestre.

El gas acumulado bajo la superficie, al ser poco denso tiende a migrar de forma ascendente, por lo tanto se evapora en la atmósfera, para formar un yacimiento se necesitan que existan las siguientes condiciones: una roca madre que genera los hidrocarburos, un proceso migratorio que permite que los hidrocarburos viajen por el subsuelo, una roca almacén y una trampa que impida el movimiento de los hidrocarburos hacia la superficie.

**Roca Madre:** Es dónde se generan los hidrocarburos y es una roca rica en materia orgánica

**La migración:** Es el movimiento de los hidrocarburos hacia la superficie debido a que son menos densos que el agua las cuales saturan las fisuras o poros de las rocas, en su recorrer y finalmente quedan atrapados en una roca porosa y permeable, llamada **roca almacén**. Esta roca puede retener los hidrocarburos si en ella existe una formación impermeable que impide el paso de los hidrocarburos que migran hacia la superficie, llamada **roca cobrera**.

**Trampas:** Pueden ser estructurales o estratigráficas su funcionamiento es obstaculizar la migración de los hidrocarburos y acumularlos. Las estructurales son plegamientos o fracturas de las rocas como las fallas o los domos salinos; las estratigráficas son debido a la acumulación de sedimentos del tipo de los cuerpos arenosos, los arrecifes o las disconformidades sedimentarias

Mediante el diagrama de fases los yacimientos se pueden caracterizar de acuerdo a su presión-temperatura, según sea la composición del cada hidrocarburo se hace un diagrama (Presión –Temperatura), de acuerdo a su posición relativa se puede clasificar según sus condiciones iniciales en dónde se relaciona según su región fase petróleo y fase gas. Es un poco difícil la distinción ya que no hay líneas divisorias y se obtiene una gran variedad de combinaciones de presión y temperatura en un yacimiento, por lo tanto no se puede observar como clasificarlos.

Un yacimiento es llamado de petróleo cuando la mezcla de hidrocarburos están en estado líquido según su presión y temperatura del subsuelo; si se encuentra en fase gaseosa, el yacimiento es de gas.

En las exploraciones se pueden encontrar ambos, la proporción de cada uno depende de la temperatura efectuada durante el enterramiento; según en el caso en yacimientos poco profundos habrá mayor presencia de petróleo, en yacimientos profundos dónde la temperatura puede llegar a superar la temperatura crítica, se encontrará gas.

**Importancia del gas natural.** Como muestra de su poder energético se pueden reseñar los siguientes datos: la combustión completa de 1g de  $\text{CH}_4$  produce 2,75 g de  $\text{CO}_2$  liberando 55,6 KJ, es decir, se producen 20,21 KJ por cada gramo de  $\text{CO}_2$  liberado a la atmósfera. Si se comparan estas cifras con las de otros combustibles fósiles como el carbón, se observa que mediante la combustión de 1g de antracita, carbón con el poder calorífico más alto, se liberan entre 33 y 36

KJ, siendo las emisiones muchos mayores. Esto hace del gas natural un combustible de gran importancia para la generación eléctrica.

El gas se quema como combustible en las centrales térmicas de combustible fósil, ya sean térmicas convencionales, centrales de ciclo combinado o plantas de cogeneración.

## **1.2. El mercado del gas natural en el mundo y Colombia**

El gas natural se convertirá en la fuente de energía más importante en el año 2020, se estima su participación en un 29%, comparado con el 37% del petróleo. El gas natural en los países del mundo como fuente de energía primaria permitirá sortear las fluctuaciones de los precios del petróleo y el calentamiento global, debido a que la explotación y producción de gas se aumentará en el mundo entero.

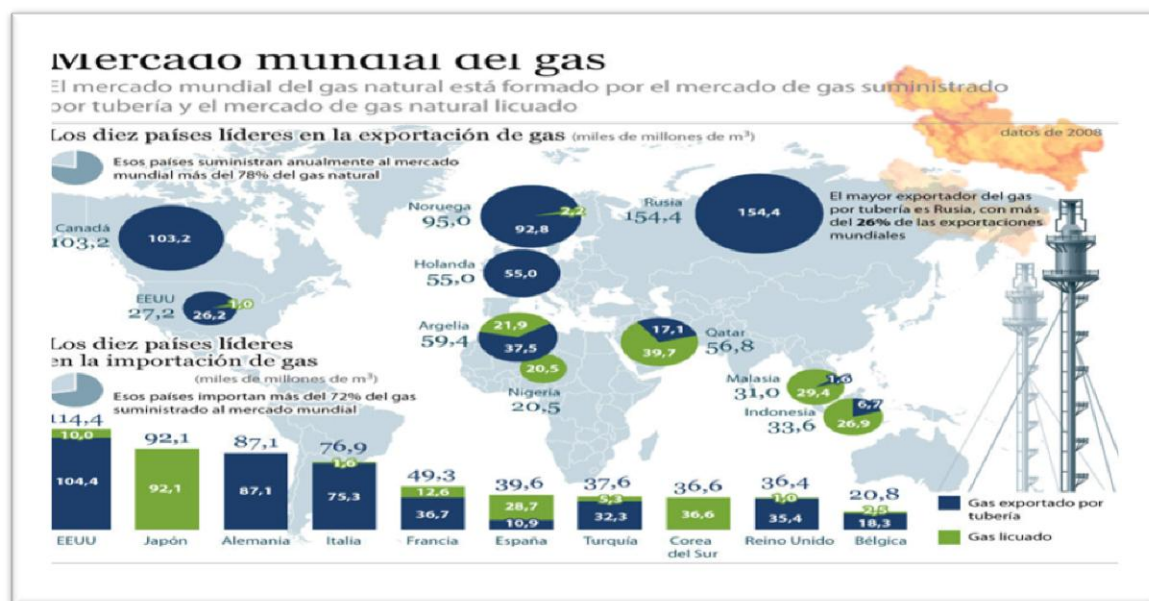
Actualmente se presenta una demanda de gas de un 23% en el mundo. U.S.A. con el 26% es uno de los grandes consumidores en el mercado mundial. Europa aunque es mayor el número de habitantes a comparación con los estados unidos su consumo de fuente de energía es 22%. Se puede decir que U.S.A el consumo de energía es 2,2 veces con respecto al consumo de Europa promedio.

Ya que Brasil es la décima economía en el mundo en este país se está presentando una tendencia del 5% de mayor consumo de gas como fuente de energía primaria a nivel mundial, se ha lanzado en un plan de incrementar la participación del gas en la generación de energía.

En EE.UU. se ha incrementado el consumo de gas constantemente desde el año 1990, con un consumo de 623 x 109 metros cúbicos hasta un consumo de 740 x 109 metros cúbicos en el año 2000. En el resto de los países del G-7 (EE.UU., Canadá, Francia, Alemania, Italia, Japón y UK), el consumo de gas natural como fuente de energía primaria es significativamente más bajo. Se espera que con los

740 x 10<sup>9</sup> metros cúbicos velocidad de crecimiento del consumo de gas en estos países, sea mayor en los próximos años. Con una población de 1,5 la población de EE.UU., los países del G-7 consumieron en el año 2000 solamente 368 x 10<sup>9</sup> metros cúbicos de gas natural, en comparación de gas consumo de EE.UU. Rusia es la economía número 8 del mundo y consumió 651 x 10<sup>9</sup> metros cúbicos en el año 2000 (Rusia y Europa del Este), casi lo mismo que Canadá, Alemania, UK. Italia, Francia y Japón conjuntamente.<sup>12</sup>

**Figura 2. Mercado mundial del gas**



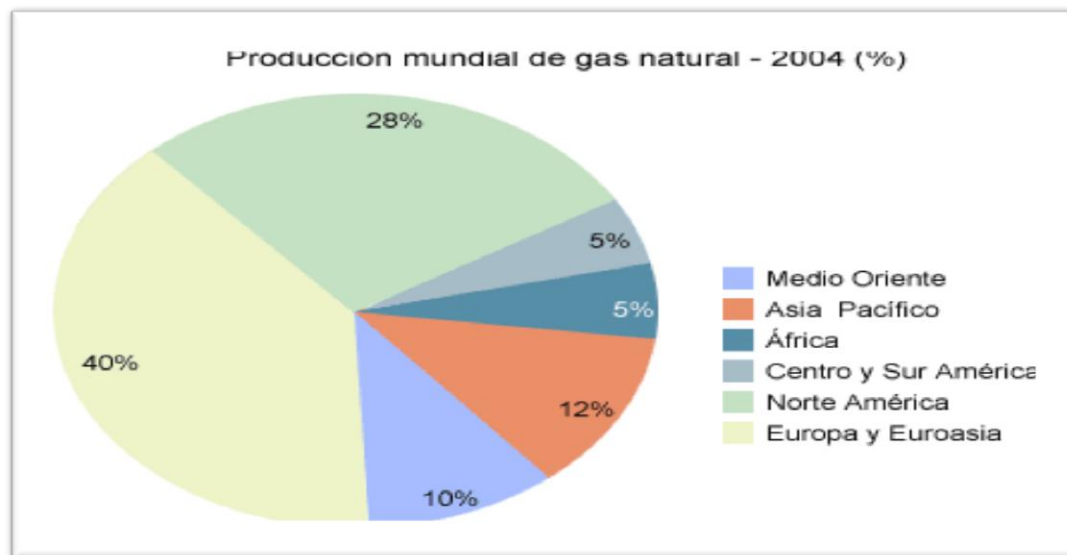
Fuente: Mercado mundial del gas. Disponible en internet: <http://sp.rian.ru/infografia/20100426/126065218.html>

De acuerdo con la AIE (Agencia Internacional de Energía), la energía primaria demandada en el mundo se espera que se incremente un 59% en los próximos 20 años. Sin embargo, las energías renovables no se espera que se incrementen sustancialmente en los próximos años. Como ya se ha indicado, el gas natural

<sup>12</sup>Almacenamiento de gas natural en yacimientos agotados .paginas Disponible en Internet: <<http://oa.upm./206/1/062006.pdf>>.

será la fuente de energía primaria que se encargue, principalmente, de la generación del incremento de energía demandada. La mayor parte de las centrales eléctricas que se construyan en los países de la OCDE (Organización para la corporación y el desarrollo económico) serán de ciclo combinado alimentadas con gas natural. Actualmente, en EE.UU., el 90% de las centrales en construcción utilizarán el gas como combustible.

**Figura 3. Producción mundial de gas natural – 2004**



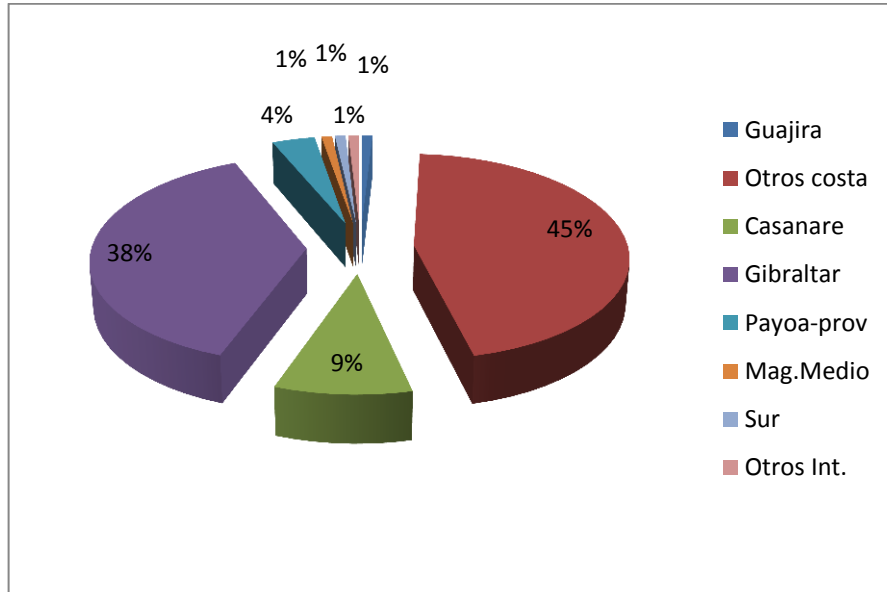
Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2004/internacional/produccion-.htm>

El consumo de gas en el mundo fue de  $2.380 \times 10^9$  metros cúbicos en el año 2000 y su proyección para el año 2020 es de  $4.588 \times 10^9$  metros cúbicos. A un ritmo de consumo medio del año 2000, se podría seguir consumiendo gas natural durante los próximos 65 años, con las reservas actuales de  $155.792 \times 10^9$  metros cúbicos, sin necesidad de descubrir nuevos campos de gas.

El gas natural es una fuente de energía más barata que el petróleo. La energía contenida en  $28 \text{ m}^3$  de gas natural es, aproximadamente,  $1/6$  de la energía contenida en 1 barril de petróleo, mientras que el precio es  $1/8$ .

En Colombia, las reservas gasíferas más importantes se realizan en la Guajira y Casanare aportando el 40% de la producción nacional. Según cifras de la UPME, una distribución de las reservas probadas de Colombia, a 2009, se presenta en la siguiente figura.

**Figura 4. Distribución de reservas probadas en Colombia, en 2009**



Fuente: UPME

El gas natural se transporta desde los sitios de producción hasta los centros de consumo, por medio del sistema nacional de transporte (SNT). Entre los años 2011 a 2020, se prevé una tasa de crecimiento de consumo de gas de un 4%, alcanzándose una demanda de 1053 mpcd, y entre los años 2020 a 2030, un incremento del 2.2%, de modo que el consumo llegue a 1313 mpcd.

### 1.3. PROPECTIVIDAD DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Este análisis está basado en la necesidad de ajustar el mecanismo de planeación de abastecimiento de gas a partir de una estructura flexible que corresponda a los cambios que se produzcan en la situación de oferta de energía en el mediano y largo plazo, ya que lo que se busca es ofrecer una serie de alternativas que

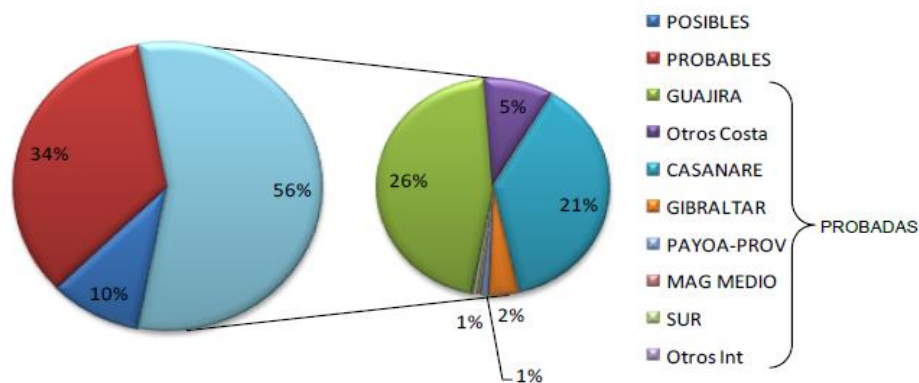
puedan irse filtrando a medida que evolucione la situación de oferta del sector gas. Con el fin de desarrollar las capacidades necesarias para enfrentar la necesidad del mercado del gas natural en los próximos años, basado en el decreto 2037 del 2010 en el que se habla de las disposiciones en cuanto al abastecimiento y confiabilidad de servicio de gas natural y plantea la evaluación de la convivencia por parte de la MME (Ministerio de Minas y Energía) de construir un planta de regasificación.

### 1.3.1. Reservas en Colombia.

Según la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) al 31 de diciembre del 2009 el país contaba con 4,73 TPC (Tera Pies Cúbicos) de reservas probadas y 3,72 TPC de las reservas probables y posibles.

A continuación se muestra en la figura 5 y en la tabla 1, las reservas probadas y probables reportadas por la ANH:

**Figura 5. División de reservas de gas natural**



Fuente: ANH

#### 1.3.1.1. Oferta en Colombia

Según el MME de acuerdo con el decreto 2687 del 2008, en el cual el gobierno establece los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas. En Colombia la capacidad de producción de gas natural se estará incrementando por

dos años, debido a los trabajos realizados en los campos maduros, la tabla 2 muestra la evolución de oferta:

**Tabla 1. Aporte de los campos reportado por la ANH**

<b>Campos</b>	<b>Reservas probadas( GPC)</b>	<b>Reservas probables</b>	<b>Año</b>	<b>Incremento (GPC)</b>
Pauto Gibraltar	476 57		2008- 2009	353,17
Chuchupa Ballena La creciente	208 23 433		2009	
Medio Magdalena Casanare		60% 39%	2009	2903

Fuente: autor

- Del año 2008 al 2009: la oferta aumentó al pasar de 874 MPCD a 1003 MPCD, obteniéndose un total de incremento del 15% y su tasa de incremento anual fue de 5,8% en los últimos 10 años.
- Las más importantes fuentes de gas natural se encuentran:
  - Por las costa atlántica con los campos Ballena y Chuchupa.
  - Por el Interior de país con los campos Cusiana y Cupiagua.
- En el 2009 la producción del campo de la Guajira fue de 665 MPCD y en el campo Cusiana fue de 200 MPCD.
- En junio del 2010 el país contaba con un incremento del 2,7% que equivale a 1093 MPCD de acuerdo con el promedio anual del 2009.
- Para el año 2019 se estima una disminución del 4.2% según el promedio anual del 2009, esto equivale a una reducción de producción de 725 MPCD, debido a la declinación natural de los campos productores, según el potencial de producción de gas natural hecho por MME en los campos: Guajira, Medio Magdalena, Casanare, Gibraltar, La Creciente, Provincia, entre otros.

**Tabla 2. Evolución de oferta del gas natural**

<b>Campo</b>	<b>Oferta de incremento</b>	<b>Año</b>	<b>MPCD</b>	<b>Tasa de crec. Anual prom.</b>
Maduros	15%	2008 – 2009	874 – 1003	5.8%
Guajira	66%	2009	665	
Cuasina	20%	2009	200	
País aumento	-	Junio 2010	1093	2.7%
País disminuirá	Dism. anual: 4.2%	2019	725	

Fuente: autor

### **1.3.1.2 Demanda nacional del gas natural**

En el año 2010 la demanda del gas natural en Colombia se esperaba que se conservara con altos consumos debido al uso del sector energético en las diferentes industrias del mercado y en los lugares residenciales, ya que el fenómeno del niño ocasiona mayor utilización de gas entre otros, este puede causar una recuperación económica del país.

- Entre los años 2010-2011 se esperaba unas exportaciones promedio de 170 MPCD y 210 MPCD, la demanda total para el 2011 se consideraba del 12.5%.

Para escenarios de gas base se espera que:

- Entre los años 2011-2020 la demanda de gas nacional llegue a los 1330 MPCD con un incremento del 2.2%

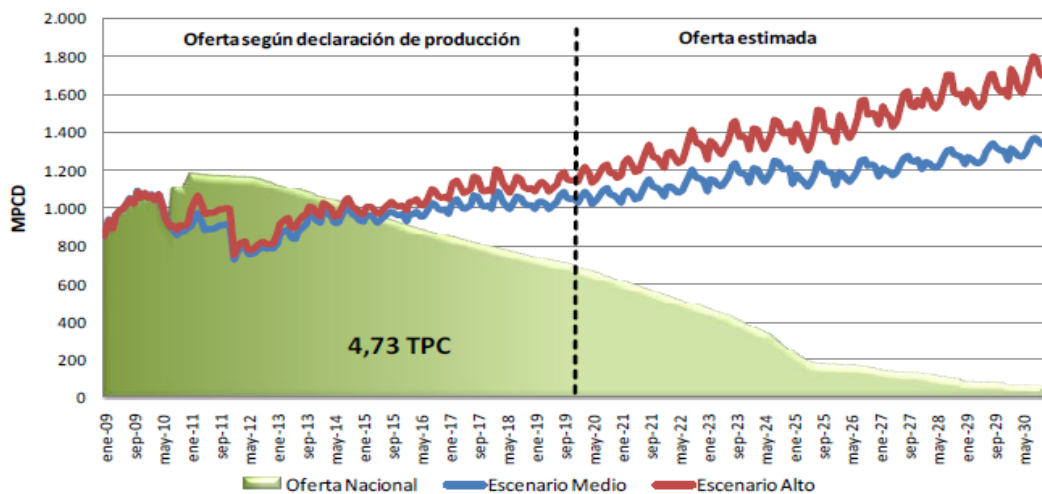
Para escenarios de gas altos se espera que:

- En el año 2020 la demanda nacional alcance 1200 MPCD.
- En el año 2030 la demanda nacional alcance 1730 GPCD.
- Exportaciones en los años 2010 y 2011 de 210 MPCD Y 240MPCD.

### 1.3.1.3 Aspectos relevantes del comportamiento de la disponibilidad del gas frente a la demanda esperada.

A continuación se muestra el balance nacional del gas natural hecho por la UPME entre la oferta según declaración de producción y la oferta estimada, en la figura 6 se puede observar desde mediados del 2010 hasta 2015 una capacidad de producción excedentaria, también se observa hasta el 2015 una cantidad de 4.73 TPC de gas natural y una decadencia del gas de las reservas probadas hasta el 2030.

**Figura 6. Balance nacional del gas natural**

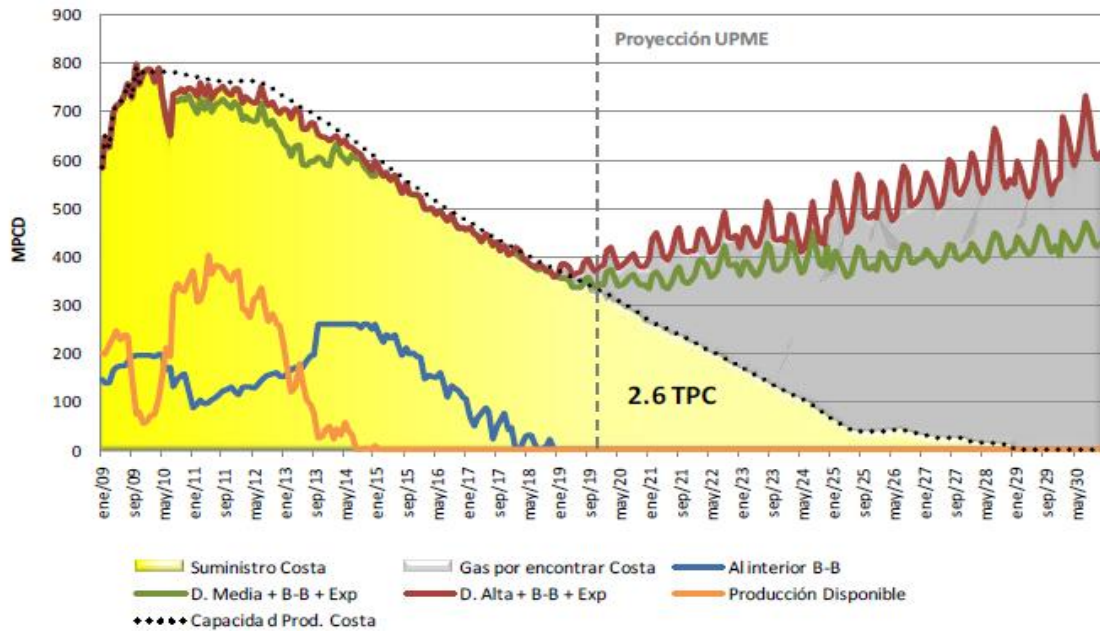


Fuente: UPME

En el balance de la costa atlántica hecho por la UPME se considera:

- La demanda alta y media de la costa, más los envíos de la costa al interior por medio del gasoducto Ballena- Barrancabermeja y las exportaciones a Venezuela.
- La oferta de los campos Guajira, Creciente, Guapaje y Ariana y los envíos fueron estimados a partir de la diferencia de la producción de los campos al interior y la demanda alta al interior.

**Figura 7. Balance Costa Atlántica**



Fuente: UPME

En la anterior figura se muestra que:

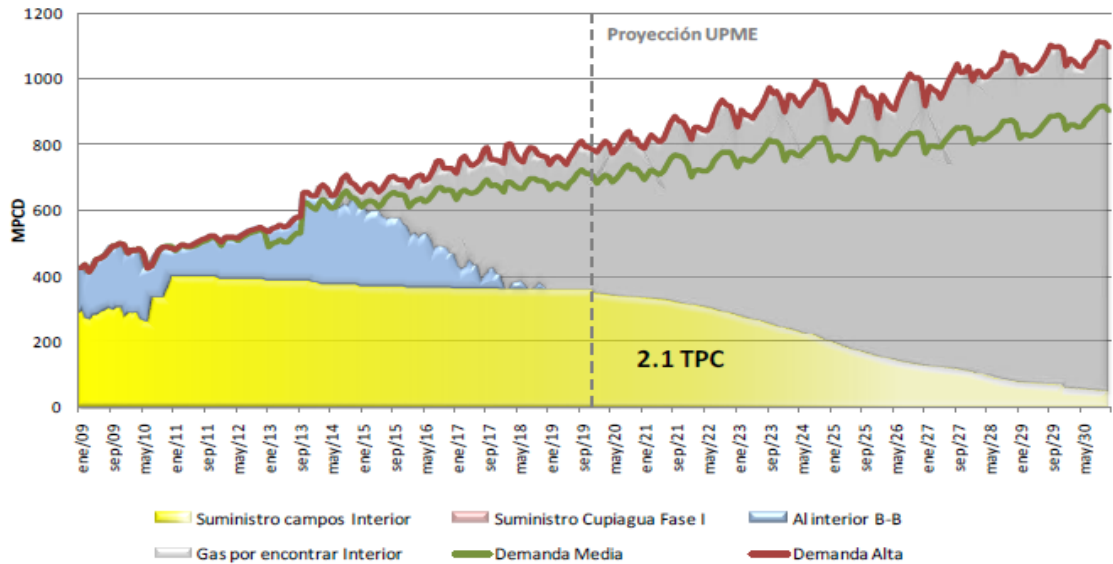
- Al año 2019 se podría atender la demanda de la costa y realizar envíos al interior del país
- Al año 2014 debido a la declinación de producción de los campos Guajira los envíos al interior disminuirán progresivamente.
- En el 2011 la capacidad de producción estaría cerca de los 400MPCD y podría ser destinados a exportaciones, posiblemente hasta el 2014.
- A mediados de 2019 la capacidad de producción habrá caído por debajo de la propia demanda de la costa a 2.6 TPC y se agotará hacia el 2019.

El balance al interior del país hecho por la UPME involucra:

- En la oferta la producción de los campos del Casanare, Payoa-provincia, Gibraltar, Magdalena Medio, y otros no interconectados, más el gas proveniente de la costa por medio del gasoducto Ballena-Barrancabermeja

- En las demandas se consideran las demandas altas y medias del interior.

**Figura 8. Balance Interior**



Fuente: UPME

Bajo estas condiciones se llega a 260 MPCD que es el máximo nivel de ocupación del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y un inicio del déficit para el escenario de demanda alta al finalizar el 2013, este déficit continuará debido a la disminución de gas proveniente de la costa por la declinación en la producción de los campos de la Guajira.

Se puede observar que las reservas probadas son de 2.1 TPC en los campos del interior, y que agotaron poco después del año 2030.

### 1.3.1.3 Situación energética del país

Colombia dispone de una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y a carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas, La generación de energía eléctrica es suministrada principalmente por el parque hidroeléctrico con cerca del 75% de la

generación total, las plantas termoeléctricas aportan cerca del 20%, y el restante es aportado por las plantas menores y la cogeneración

A finales del 2009 la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional –SIN, alcanzó un valor de 13,495 MW como se muestra en la tabla 3:

La periodicidad o intensidad del fenómeno del niño se puede determinar estadísticamente, en promedio se presente cada 3 años, también se puede calcular por medio del índice oceánico del niño (ONI), este se obtiene mediante el promedio móvil trimestral de la anomalía de la temperatura superficial del mar, en este se puede hallar un periodo máximo transcurrido entre eventos niño y un periodo mínimo entre eventos niño.

**Tabla 3. Capacidad efectiva neta 2009**

<b>Tipo de recurso</b>	<b>MW</b>	<b>%</b>
<b>Hidráulica</b>	<b>8.525,0</b>	<b>63,2</b>
<b>Térmica</b>	<b>4.362,0</b>	<b>32,3</b>
Gas Natural	2.757,0	
Carbón	984,0	
Fuel Oil	434,0	
Combustóleo	187,0	
<b>Menores</b>	<b>573,8</b>	<b>4,3</b>
Hidráulica	472,0	
Térmica	83,4	
Eólica	18,4	
<b>Cogenerador</b>	<b>35,0</b>	<b>0,3</b>
<b>Total SIN</b>	<b>13.495,8</b>	<b>100,0</b>

Fuente: UPME

Para superar la incertidumbre asociada al momento del próximo fenómeno del niño, se analiza si ocurriera entre los años 2011- 2020.

Los consumos de gas en sector termoeléctrico se hallan por medio de la simulación MPODE en el cual se halla un promedio de las series más secas, con

estos datos se puede hallar el consumo estimado de gas natural para la generación de termoeléctricas promedio anual como se muestra en la siguiente tabla 4:

**Tabla 4. Consumo estimado de gas natural para generación termoeléctrica Promedio Anual (MPCD).**

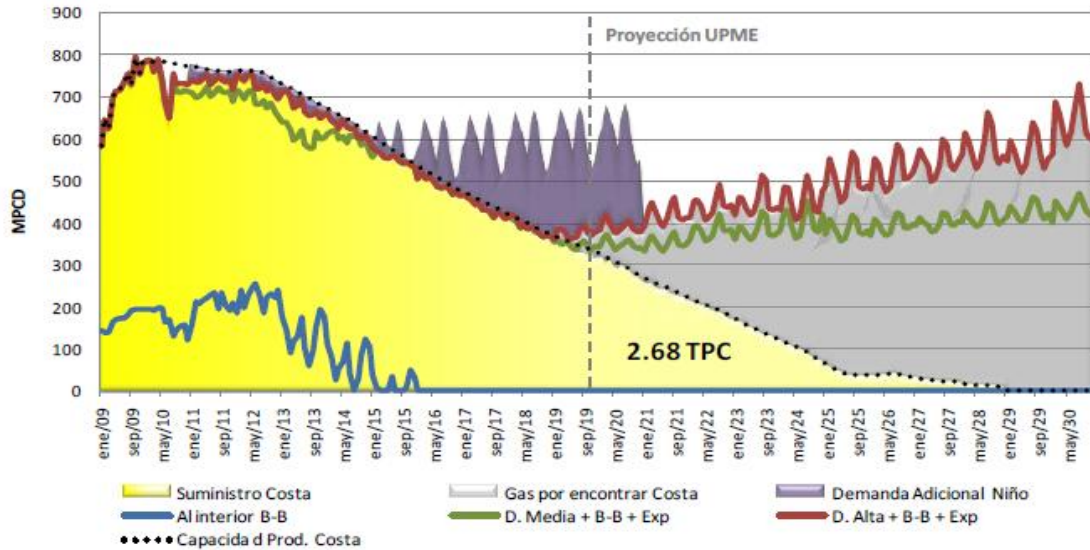
Año	Déficit Costa		Déficit Interior		Incremento de déficit Niño	
	Sin Niño	Con Niño	Sin Niño	Con Niño	Costa	Interior
2011	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	5,3
2012	0,0	0,0	0,0	19,6	0,0	19,6
2013	0,0	0,0	2,1	133,7	0,0	131,6
2014	0,0	0,3	40,4	279,2	0,3	238,9
2015	0,0	20,7	96,4	361,6	20,7	265,2
2016	0,0	79,2	208,8	400,5	79,2	191,7
2017	0,0	144,4	330,8	424,4	144,4	93,6
2018	5,2	203,6	400,3	448,4	198,4	48,0
2019	37,3	258,1	416,2	474,7	220,8	58,6
2020	98,6	315,4	465,8	518,7	216,8	52,9

Fuente: UPME

Se puede observar en la tabla 4 la disponibilidad de gas natural frente al fenómeno del niño con déficit en las termoeléctricas, Ante cualquier evento Niño con las anteriores características, se limitan las exportaciones de gas para atender la demanda termoeléctrica. La distribución efectiva del gas entre la costa y el interior para el sector termoeléctrico dependerá del resultado diario del despacho eléctrico.

La figura 9 muestran los requerimientos de gas ante el suceso del evento el fenómeno del niño entre años 2011 al 2020, se observa que la costa puede ser abastecida el periodo 2010 al 2014 si se llegara a presentar el fenómeno del Niño, se disminuiría los envíos de gas al interior, se tendría que incorporar nuevas ofertas de gas para cada fenómeno del niño que se pueda presentar a partir del 2015.

**Figura 9. Requerimientos de gas estimado en la Costa Atlántica ante la ocurrencia de fenómenos de El Niño entre los años 2011 a 2020**



Fuente: UPME

Para el transporte del gas se debe optimizar el uso de las redes existentes antes de proponer nuevas expansiones con el fin de buscar nuevas alternativas de abastecimiento en caso de que se presente un fenómeno del niño, En el 2013 cae la disponibilidad de gas en la costa, ya que utilizara sus reservas de gas para abastecer sus necesidades. Debido a esto se debe incorporar un evento de gas entre los años 2013 y 2020 en el interior ante cualquier fenómeno del niño.

#### 1.4. Alternativas de abastecimiento

A continuación se presentan las alternativas consideradas para incrementar el suministro de gas natural y fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano, que permitirán resolver las dificultades de abastecimiento antes descritas, Se consideran diferentes escenarios de nueva oferta, tanto nacional como extranjera, buscando abarcar todas las posibilidades que conlleven a aumentar la disponibilidad de gas natural, entre estas:

#### **1.4.1. Reclasificación de reservas probables a probadas.**

Un 44% de las reservas del país están clasificadas como probables y posibles, las reservas probables a 31 de diciembre del 2009 eran de 2.9 TPC distribuidos en los campos Casanare, Magdalena Medio y la Guajira.

A continuación se presenta la entrada de Cupiagua en el 2011 o en el 2013:

- En julio del 2011 se asumió la entrada de cupiagua con 140 MPCD al interior del país, a partir de entonces y hasta finalizar 2013 se consideran como envíos de costa al interior, la cantidad de gas necesaria para satisfacer la refinería Barrancabermeja, menos el gas proveniente de Payoa-Provincia y Magdalena Medio.
- A partir del segundo semestre del 2013 se hace necesario la incorporación de la producción asociada a la primera fase de Cupiagua.

A partir del 2015 hasta el 2018 la producción de los campos Guajira podría seguir la demanda de la costa y los requerimientos del interior y en el 2019 se iniciarán el déficit en la costa.

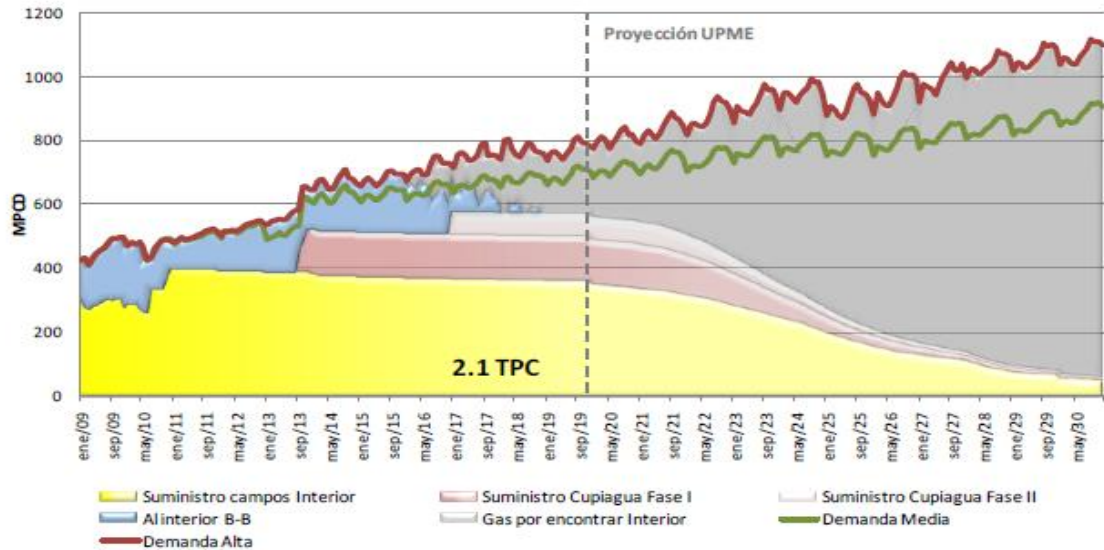
La producción cupiagua fase 1 se requerirá a finales del 2013 una vez la refinería de Barrancabermeja se encuentre en su máxima fase de producción, en este mismo año se quiere tener finalizados las obras de ampliación de gasoducto desde Cusiana, lo cual sería la segunda fase del proyecto, entonces el déficit del interior se presentaría en el 2016, y la incorporación de la segunda fase de cupiagua a partir del 2017, esto reduce pero no soluciona la situación del déficit del interior.

#### **Cupiagua y el fenómeno del Niño**

A continuación se presenta el resumen del déficit estimado considerando a Cupiagua Fase I en 2011 o en 2013, así como Cupiagua en 2017, considerando que se presente o no el fenómeno del niño.

Esta proyección se realiza hasta el año 2020 y está basado en estudios desarrollados por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME:

**Figura 10. Balance Costa Atlántica ante la incorporación de la oferta de Cupiagua fase I en 2013 y Fase II en 2017**



Fuente: UPME

**Tabla 5. Déficit pico estimado por año considerando la incorporación de gas de Cupiagua Fases I y II (MPCD)**

Año	Cupiagua fase I en 2011		Cupiagua fase I 2013		Cupiagua fase II en 2017	
	Sin Niño	Con Niño	Sin Niño	Con Niño	Sin Niño*	Con Niño*
2011	0,0	0,0	0,0	45,2		
2012	0,0	0,0	0,0	83,7		
2013	0,0	94,5	0,0	234,5		
2014	0,0	238,0	0,0	238,0		
2015	0,0	270,1	0,0	270,1		
2016	137,9	295,6	137,9	295,6		
2017	258,5	320,4	258,5	320,4	188,5	250,4
2018	305,3	345,3	305,3	345,3	235,3	275,3
2019	316,0	372,7	316,0	372,7	246,0	302,7
2020	365,5	420,8	365,5	420,8	295,5	350,8

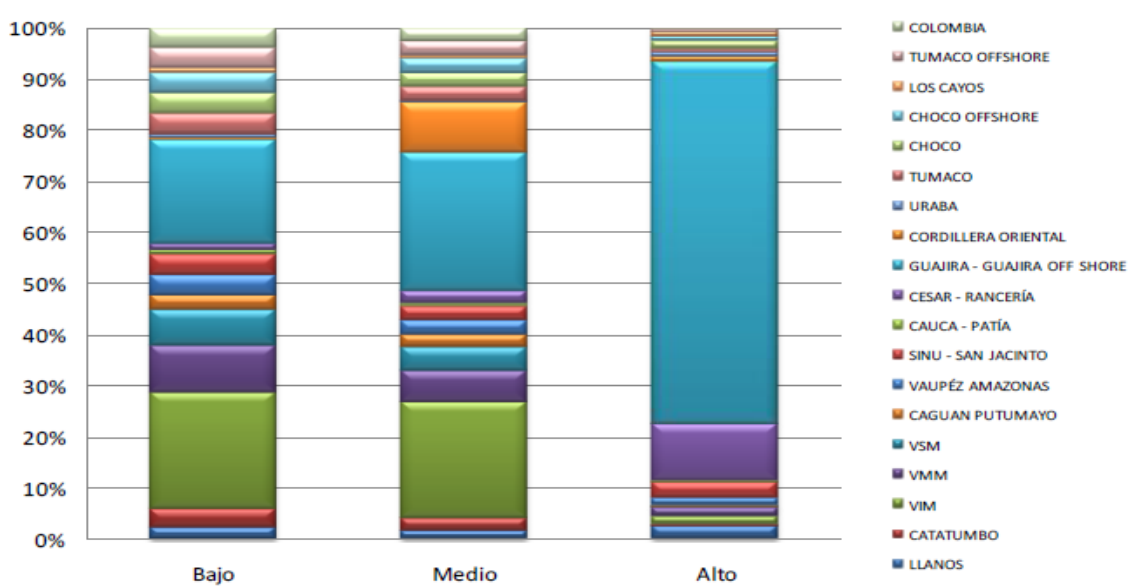
Fuente: UPME

### 1.4.2. Adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos

El potencial hidrocarburífero del país se encontraría distribuido en las 22 cuencas sedimentarias de Colombia, sobre las cuales la ANH realiza un significativo trabajo de asignación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos mediante la celebración de contratos de exploración y producción (E&P) y contratos de evaluación técnica (TEA).

La UPME hizo una identificación de actividad exploratoria en cada cuenca para analizar posibles reservas a partir de los estudios hechos para la ANH en las estimaciones del potencial gas para las cuencas que pueden ser: bajo y medio, alto. Como resultado obtuvo para potencial bajo: 7.194 GPC, potencial alto: 10.466 GPC y potencial alto: 546.364 GPC La distribución de las reservas estimadas por cuenca se detalla a continuación:

**Figura 11. Distribución de la Estimación del Potencial de Gas por Cuenca**

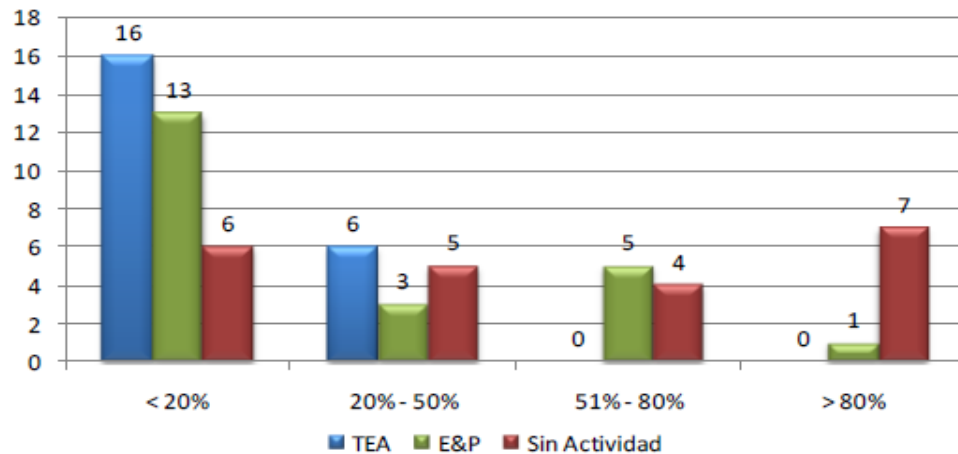


Fuente: UPME

Al consolidarse la información de áreas asignadas por cuencas en contratos de exploración y producción contratos (E&P) y TEA, más los resultados de la Ronda

Colombia 2010, se podrá estimar el porcentaje de área por cuenca sobre la cual se ejecuta o ejecutará alguna actividad exploratoria, así como las áreas en las que no se desarrolla ningún tipo de actividad.

**Figura 12. Actividad Exploratoria por Tipo de Contrato y % de Área de la Cuenca.**



Fuente: UPME

La grafica anterior se puede interpretar de la siguiente manera:

**Tabla 6. Actividad Exploratoria por Tipo de Contrato y % de Área de la Cuenca**

Cuentas Ejecutadas	Contrato	Porcentaje de Área
16	TEA	Menos del 20%
6	TEA	20% - 50%
13	E&P	Menos del 20%
3	E&P	20% - 50%
5	E&P	51% - 80 %
1	E&P	Más 80%
6	Sin actividad	Menos 20%
5	Sin actividad	20% - 50%
4	Sin actividad	51% - 80%
7	Sin actividad	Más 80%

Fuente: autor

**Tabla 7. Potencial de Gas Estimado por Cuenca**

CUENCA	Bajo-GPC <sup>1</sup>	Medio-GPC <sup>1</sup>	Alto-GPC <sup>2</sup>
CATATUMBO	262	262	2.229
VIM	1.636	2.360	8.390
VMM	650	650	8.664
VSM	502	502	1.277
GUAJIRA	171	570	15960
GUAJIRA OFF SHORE- SINU OFF SHORE	1.288	2.280	369.998
<b>TOTAL</b>	<b>4.509</b>	<b>6.624</b>	<b>406.518</b>

Fuente: UPME

1: IHS (2008) 2: Ziff (2007), UIS (2007), EAFIT (2007), Halliburton (2007), IHS (2008), Halliburton (2008)

El volumen de reservas estimadas que se podrían adicionar corresponde al de aquellas cuencas sobre las cuales existiría una mayor probabilidad de encontrarlas más rápidamente, debido a su mayor actividad exploratoria. Para este ejercicio se consideran las reservas estimadas de las cuencas sobre las cuales se ejecutan contratos E&P en más del 50% de su área, que corresponden a las siguientes 6 cuencas de la tabla 7:

Estos resultados sugieren que en el escenario bajo se podrían incorporar reservas similares a las probadas al 31 de diciembre del 2009, siempre y cuando se realizaran hallazgos de gas en estas 6 cuencas al mismo tiempo, pero si no ocurre al mismo tiempo, ante una cuenca que se descubra gas hacia el 2012, sus reservas solo podrían considerarse para efectos de oferta en el 2018, ya que el periodo para comercialización de gas proveniente de nuevos hallazgo es de 6 años a partir del momento en que se descubre.

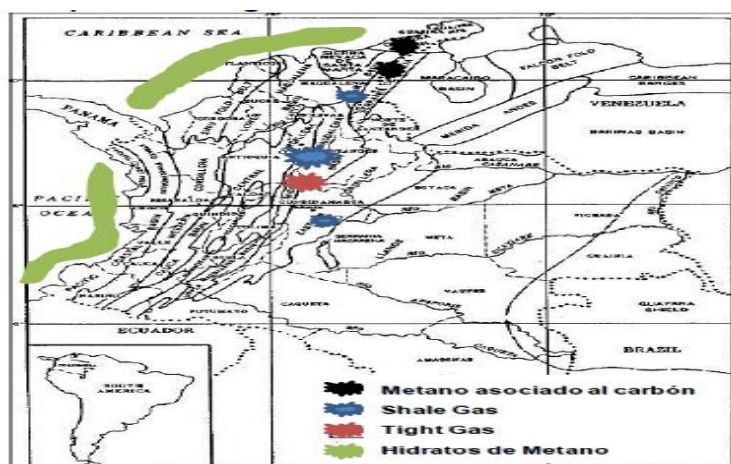
En conclusión, si bien la estimación del potencial de gas en Colombia presenta cifras alentadoras, sus resultados no serán visibles en el corto y mediano plazo, periodo en el que se deberán tomar las medidas adecuadas para asegurar el

abastecimiento interno de gas natural, aunque es poco probable que algún nuevo descubrimiento de proporciones importantes, entre en producción antes del 2020.

### 1.4.3. Incorporación de gas no convencional

A nivel de yacimientos no convencionales, Arthur D' Little (2008) ha estimado importantes volúmenes de gas que podrían aportar al abastecimiento nacional, lo que requerirá tanto de las normas como de la tecnología adecuada para su desarrollo. La ubicación de estos recursos y sus volúmenes asociados, se han identificado preliminarmente así<sup>13</sup>:

**Figura 13. Perspectivas de gas no convencional en Colombia – Ubicación**



Fuente: UPME, Arthur D. Little Inc. (2008)

**Tabla 8. Potenciales de Gas no convencional**

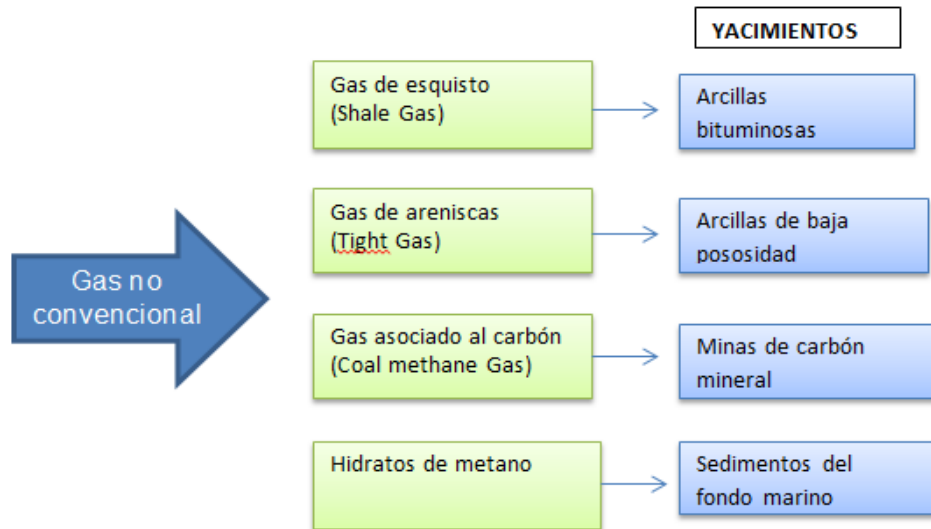
PRODUCTO	VOLUMEN (TPC)
Gas asociado al carbón	7,5
Shale gas	32
Tight Gas	1,2
Hidratos de gas	400

Fuente: Arthur D. Little Inc. (2008)

<sup>13</sup>UPME Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural - Versión 2010

Los siguientes son recursos no convencionales que pueden encontrarse en Colombia:

**Figura 14. Yacimientos no convencionales**



Fuente: autor

**Gas Metano asociado al Carbón:** Es conocido como GMC (Gas Metano de Carbón), entendiéndose que es el gas proveniente de los microporos de las vetas de carbón y no es producto de gasificación.

**Shale Gas (Arcillas con gas):** es un tipo de gas que se encuentra alojado en la roca madre que generó los hidrocarburos que entrapa al reservorio con volúmenes interesantes para su explotación. El *Shale Gas* es el gas natural producido a partir de la pizarra, la cual tiene baja permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere aumentar la permeabilidad de la roca con procedimientos de fracturamiento, el auge del *Shale Gas* en los últimos años se debe al desarrollo de la tecnología en fracturamiento hidráulico.

**Tight Gas (arenas compactas):** *Tight gas* es el término comúnmente usado para referirse a yacimientos de baja permeabilidad que producen en mayor porcentaje gas natural seco.

**Hidratos de Metano:** Los *hidratos de gas* son un tipo de sustancias químicas cristalinas que se originan de forma natural a partir del agua y de gases de poco peso molecular. Tienen una estructura de jaula, que es agua en forma de hielo y metano u otros gases como inclusión en la estructura.

#### **1.4.4. Importaciones gas natural de Venezuela**

Para este análisis UPME expresa que por efectos de seguridad de abastecimiento, y por su alta incertidumbre, no son consideradas.

#### **1.4.5. Importaciones gas natural licuado**

Es necesario incorporar la oferta extranjera, mecanismos óptimos vistos desde lo económico y en lo operativo la maximización de uso de las infraestructuras actuales.

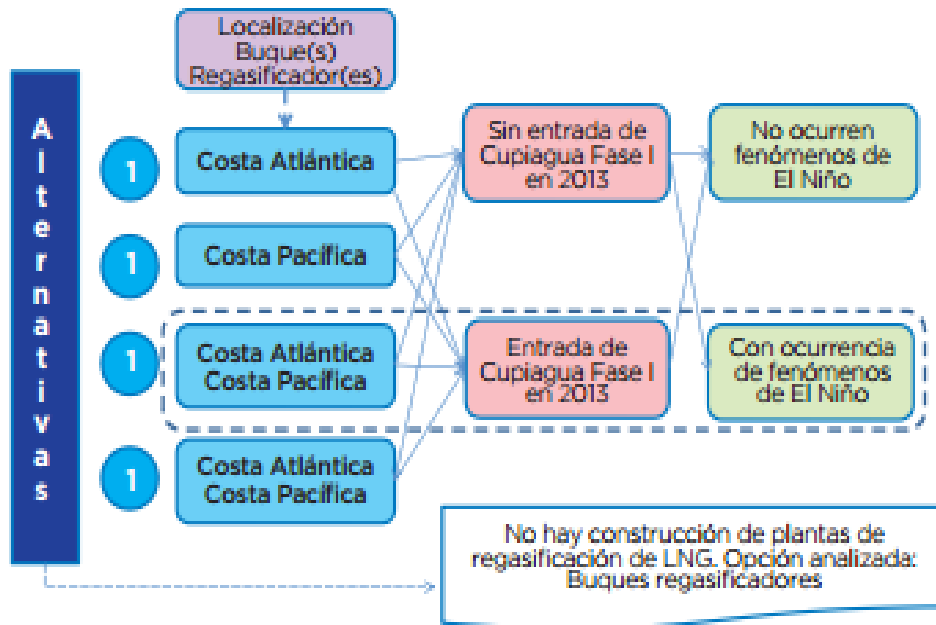
La figura 15 describe el abastecimiento de gas natural según diferentes combinaciones de ubicación de la infraestructura de regasificación, la ocurrencia del fenómeno de El Niño, y la eventual incorporación de gas de Cupiagua.

##### **1.4.5.1. Alternativa 1. Por la costa atlántica**

Las capacidades de regasificación y los requerimientos sobre el gasoducto Ballena – Barrancabermeja ante los escenarios con la entrada de Cupiagua y sin la entrada de Cupiagua, se presenta a continuación:

Partiendo del mismo escenario de abastecimiento, el déficit se iniciará progresivamente primero en el interior en el segundo semestre del año 2013 y luego en la Costa Atlántica en el 2019.

**Figura 15. Alternativas de suministro 2011-2020**



Fuente: Promigas

De no disponerse del gas de Cupiagua, ni de la ampliación en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja en el año 2013, se genera una alerta en la atención de la demanda del interior del país

**Tabla 9 Requerimientos de regasificación y transporte – Alternativa 1**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad de regasificación GNL- Costa Atlántica (MPCD)		250	250	300/ 160	400/ 260	470/ 330	530/ 390	625/ 485
Gasoducto Ballena- Barrancabermeja (MPCD)	330	330	400	440/ 300	440/ 300	470/ 330	470/ 330	470/ 330
Sin Cupiagua /con Cupiagua								

Fuente: UPME

Las Situación de abastecimiento ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño, los requerimientos de regasificación y capacidad de transporte son:

**Tabla 10. Requerimientos de regasificación y transporte ante fenómenos de El Niño – Alternativa 1**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad de regasificación GNL- Costa Atlántica (MPCD)	250	400/ 260	500/ 360	590/ 450	680/ 540	765/ 625	845/ 705	950/ 810
Gasoducto Ballena-Barrancabermeja (MPCD)	400	400	440/ 300	470/ 331	470/ 331	490/ 350	510/ 370	560/ 420
Sin Cupiagua /con Cupiagua								

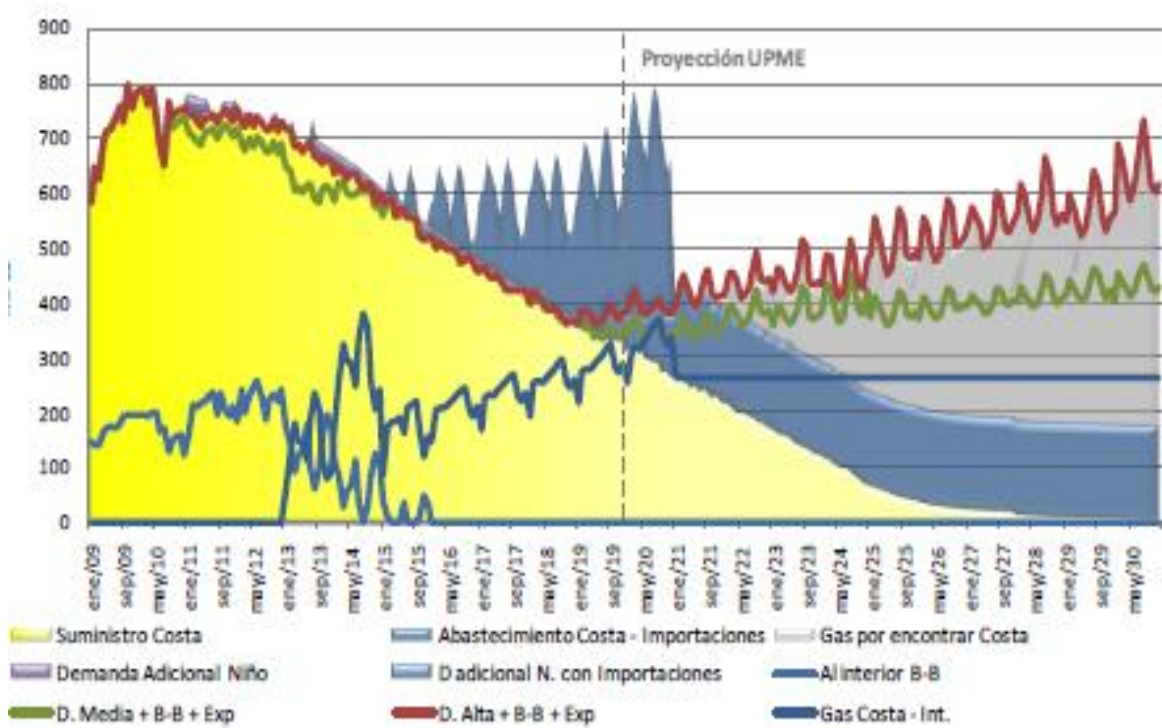
Fuente: UPME

#### 1.4.5.2. Alternativa 3. Costas atlántica y pacífica

Se plantea inicialmente la necesidad de regasificación en la Costa atlántica y posteriormente la misma necesidad en la Costa Pacífica, considerando la entrada de Cupiagua Fase I en 2013 y la ocurrencia de fenómenos de El Niño en cualquiera de los años futuros entre 2011 y 2020.

- Las importaciones de gas en la Costa atlántica serían necesarias para atender la demanda ante fenómenos de El Niño a partir de 2014 y llegarían a un máximo de 620 Mpcd.
- La entrada de Cupiagua fase I en 2013, el inicio del déficit se traslada para 2016. Se plantea la adecuación de infraestructura de regasificación en la Costa atlántica desde este año, con una capacidad de hasta 295 MPCD.
- A partir de 2018, se requerirá la incorporación de gas importado por la Costa Pacífica.

**Figura 16. Balance Costa Atlántica – Alternativa 3 ante fenómenos de El Niño**



Fuente: UPME

**Tabla 11. Requerimientos de regasificación y transporte – Alternativa 3**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad de regasificación GNL- Costa Atlántica (MPCD)		200	200	200/ 150	250/ 300	300/ 200	350/ 250	435/ 295
Gasoducto Ballena-Barrancabermeja (MPCD)	330	330	330	330	330	330	330	330
Importaciones de GNL Costa Pacífica (MPCD)				190	190	190/ 190	190/ 190	190/ 190
Gasoducto del Pacífico (MPCD)				190	190	190/ 190	190/ 190	190/ 190
Sin Cupiagua /con Cupiagua								

Fuente: UPME

## 1.5. Suministro de gas natural licuado – GNL

Proceso en el cual el GNL disminuye su volumen 600 veces:

- Gas en estado líquido.
- Sometido a temperaturas entre:  $-166^{\circ}\text{C}$  y  $-157^{\circ}\text{C}$ ,
- Presión ligeramente superior a la atmosférica
- Con eliminación de compuestos no deseados (Hg,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , agua e hidrocarburos pesados).
- Su densidad se ubica entre 430 y 470  $\text{kg}/\text{m}^3$ .

La cadena integrada del gas natural licuado se compone por tres eslabones:

- La licuefacción del gas, generalmente en una zona cercana a los pozos productores y lindantes con la línea costera.
- El transporte en buques metaneros.
- La regasificación e introducción a la red de transporte del país comprador.

La cadena de valor de GNL desde el reservorio hasta su recepción por el usuario tiene cinco componentes principales:

- Producción: desde el reservorio hasta la planta de GNL, incluyendo el procesamiento del gas y los gasoductos asociados
- Licuefacción: tratamiento del gas, licuefacción, recuperación de líquidos y condensados, carga y almacenamiento de GNL
- Transporte: por barco, desde la planta de licuefacción hasta la terminal de regasificación.
- Regasificación: descarga, almacenamiento, regasificación e inyección en ramales de distribución.

- Distribución a usuarios finales: a la salida de la planta de regasificación, el gas es inyectado en el sistema de transporte y distribución para llegar a los usuarios finales.

## **2. CONCEPTOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL**

A continuación se describirá las características, ventajas y desventajas de los diferentes tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural y se hablara de sus instalaciones, criterios y razones para almacenaje de gas.

### **2.1. Almacenamiento subterráneo de gas.**

El almacenamiento de gas, es una reserva de gas localizada en algún sitio entre las zonas de producción y de consumo, se hace para disponer de una fuente de energía permanente, para regular y optimizar la cadena de producción transporte-consumo.

Los almacenes subterráneos de gas natural (ASGN), son depósitos naturales o creados a partir de formaciones rocosas que permiten volúmenes excedentes de la producción de gas, en épocas de bajo consumo, para ser utilizados en períodos de alta demanda. Básicamente consiste en inyectar grandes cantidades en una estructura geológica subterránea que puede ser un yacimiento depletado, un acuífero, una caverna o un domo salino.

El almacenamiento de gas natural es muy conveniente en países que tienen estaciones, y en donde los cambios extremos en el clima disparan los requerimientos de energía. El suministro de gas es abastecido a los países consumidores, ya sea por gasoductos o en forma licuada, por lo general, el consumo depende de las condiciones climáticas, entonces es necesario disponer de almacenamiento en zonas próximas a los consumidores.

El almacenamiento de gas se ha realizado desde hace más de 90 años, aunque la masificación de esta técnica se ha dado en los últimos 30 años. El primer almacenamiento de gas natural se realizó en el año 1916 en una mina abandonada, en el estado de Nueva York (EE.UU.) La cifras y porcentajes que se muestran en la tabla 12 y en la figura 17 dan una idea del uso prioritario de

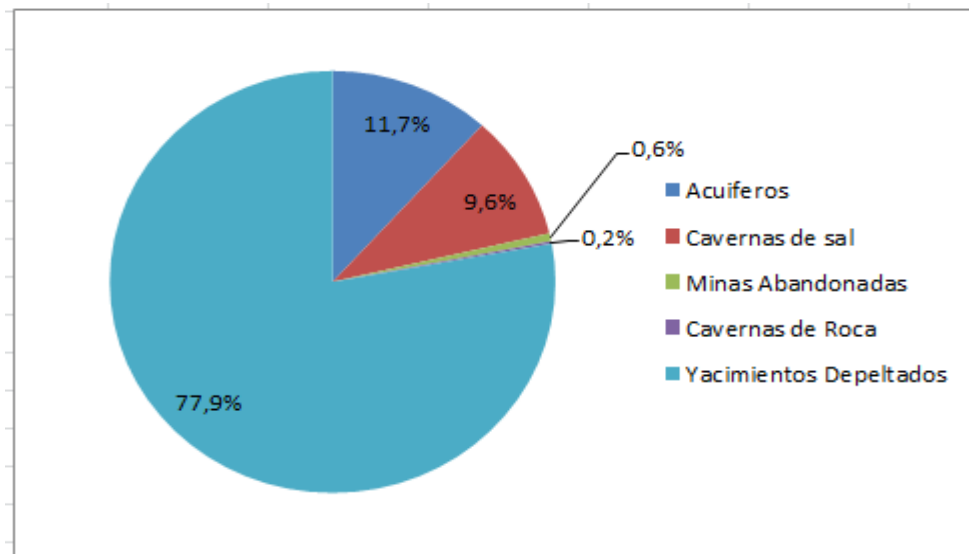
yacimientos depletados de gas o aceite como almacenamiento subterráneo de gas.

**Tabla 12. Participación de los diferentes tipos de almacenamiento en el mundo 1999.**

Tipo de almacenamiento	Cantidad
Yacimiento Depletado	427
Acuíferos	85
Cavernas de Sal	44
Minas Abandonadas	3

Fuente: autor

**Figura 17. Porcentaje del total en diferentes tipos de almacenamiento**



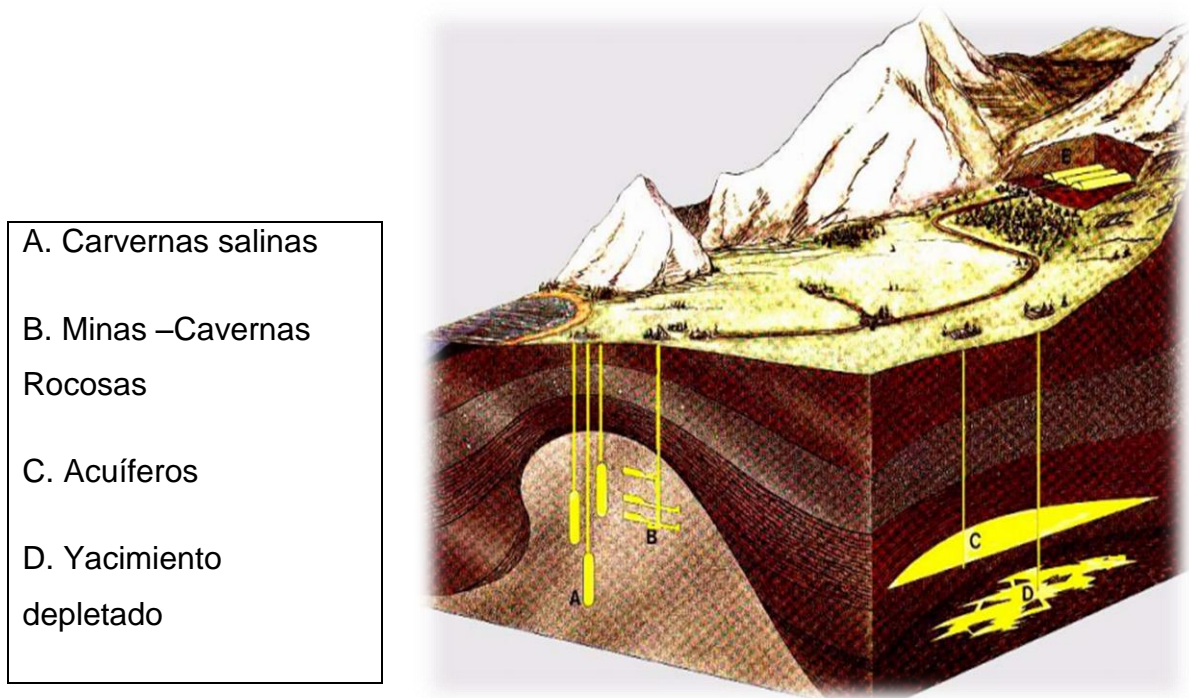
Fuente: autor

## 2.2 tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural

Los almacenamientos subterráneos de gas se clasifican por el tipo de estructura geológica que los alberga, así, pueden identificarse cuatro tipos diferentes de almacenamiento: yacimientos agotados (depletados) de gas o de petróleo, acuíferos, cavidades salinas y minas abandonadas.

Mientras que en yacimientos de petróleo-gas agotados y en acuíferos, el espacio de almacenamiento está constituido por espacios porosos naturales; en cavernas y minas se utilizan cavidades subterráneas artificiales. En la figura 18 se presenta un esquema de los tipos de almacenamiento.

**Figura 18. Esquema con los tipos de almacenamiento subterráneo de gas**



Fuente: [http://www.iapg.org.ar/sectores/cursos/cursos/listados/Intro.Petroleo\(juanjoserodriguez\)/ALMACENAMIENTOSUBTERRANEO-2006.pdf](http://www.iapg.org.ar/sectores/cursos/cursos/listados/Intro.Petroleo(juanjoserodriguez)/ALMACENAMIENTOSUBTERRANEO-2006.pdf)

La selección del tipo de almacenamiento tiene como base las necesidades del sistema, donde se debe considerar factores tales como: capacidad máxima de inyección, requerimientos para la compensación, volumen total de almacenamiento, caudal máximo de extracción y, el más importante, la geología del área para el desarrollo del proyecto. En forma general, las consideraciones o parámetros que intervienen en la selección de un tipo de almacenamiento subterráneo son:

- Consideraciones geológicas.

- Volumen útil.
- Caudal máximo de extracción.

La relación de las dos últimas cifras, se utiliza para determinar el número de días de reserva al máximo ritmo de extracción. La capacidad útil total o disponibilidad de volumen de gas de servicio es un factor importante para la evaluación económica de un proyecto de almacenamiento. El gas total almacenado está formado por el gas colchón y por el gas útil de trabajo, representando este último el volumen de gas a efectos de almacenamiento.

A continuación, se presenta una descripción de los tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural (ASGN):

### **2.2.1 Yacimientos agotados de gas natural o de petróleo con gas asociado.**

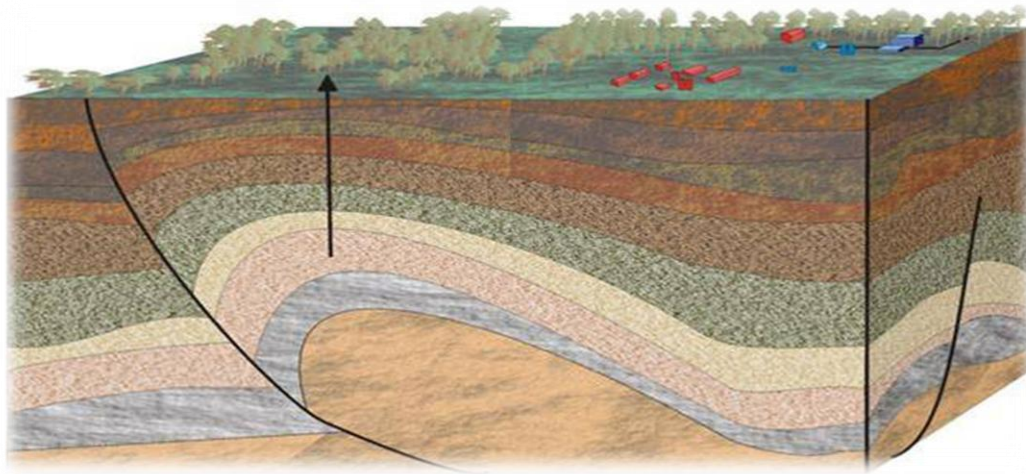
El almacenamiento de gas en yacimientos agotados es el método más difundido en todo el mundo. El primer almacenamiento de gas de este tipo se construyó en 1916 en el estado de Nueva York; este yacimiento está considerado como el más antiguo del mundo que se encuentra en funcionamiento.

El principio operativo en este tipo de almacenamiento es relativamente sencillo porque el yacimiento contiene originalmente gas o en algunos casos petróleo. Generalmente, este es el tipo de ASGN, menos costo, puesto que la infraestructura existente (pozos, tuberías, sistemas de deshidratación) se puede reutilizar parcialmente. La principal ventaja de este tipo de almacenamiento consiste en que por lo general no requiere trabajos preliminares de prospección, dado que ya se conoce el yacimiento<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup>EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL, Patrick V. De Laguérie. GEOSTOCK.

**Figura 19. Yacimientos agotados de gas natural**



Fuente: [http://www.intragaz.com/en/storage\\_types.html](http://www.intragaz.com/en/storage_types.html)

Un almacenamiento de este tipo está determinado por el número de pozos de inyección/extracción, por la capacidad de producción de los mismos y por el volumen de almacenamiento.

El mecanismo de producción del yacimiento determina el volumen del gas colchón. En la mayoría de yacimientos petroleros agotados, el volumen del gas colchó es aproximadamente del 40% del volumen total del yacimiento.

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 el sobre-demanda en las estaciones de invierno.

El comportamiento del yacimiento viene determinado, principalmente por el empuje de agua. Durante la vida del yacimiento utilizado como almacén de gas, los fluidos del yacimiento, especialmente en el caso de un yacimiento de petróleo, pueden ocasionar problemas, tanto en las instalaciones subterráneas como en las de superficie.

Las ventajas e inconvenientes de un almacenamiento de gas en yacimientos agotados son:

Ventajas:

- Grandes volúmenes de gas de servicio.
- Buen conocimiento de la geología y de los parámetros del yacimiento.
- Los pozos existentes pueden transformarse en pozos productores e inyectores.
- El gas remanente puede utilizarse como colchón de gas.

Desventajas:

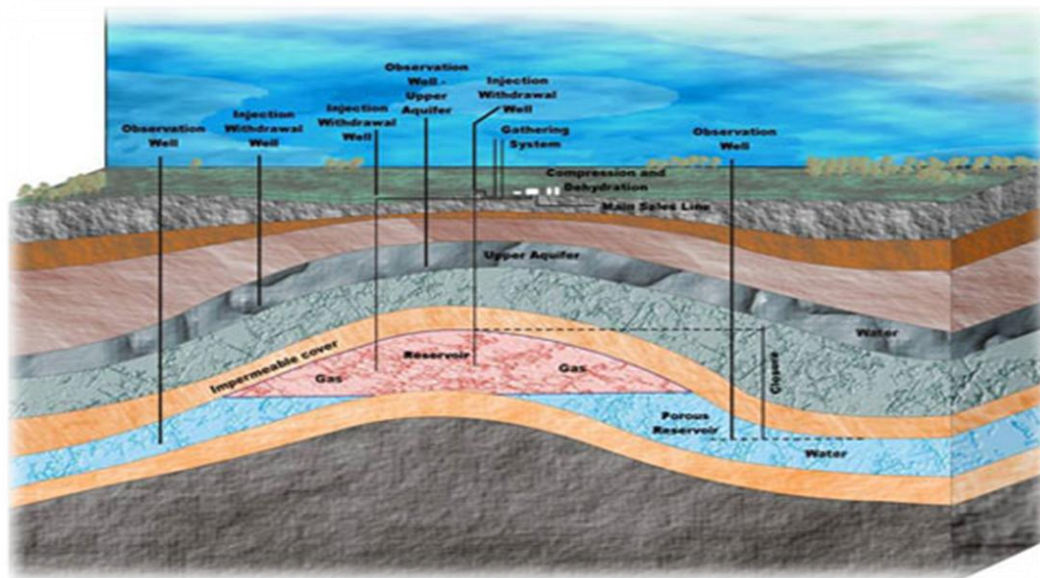
- El volumen de almacenamiento y los límites de la presión de servicio tienen predeterminados por el yacimiento.
- No hay posibilidad de ampliar el volumen de almacenamiento.
- Los caudales de inyección y de extracción están predeterminados.
- Influencia de los fluidos iniciales del yacimiento.
- Generalmente se requieren volúmenes grandes de gas colchón para aislar el acuífero.

**2.2.2 Almacenamiento de acuíferos.** Esta técnica de almacenamiento se utilizó por primera vez en Kentucky (Estados Unidos), en 1946, se desarrolló inicialmente en áreas de consumo en donde no se disponía de ningún campo agotado.

Actualmente en el mundo se registran 85 instalaciones de ASGN en acuíferos, la mayoría de ellas en los Estados Unidos, Francia, los antiguos Estados de la Unión Soviética y Alemania.

El principio del almacenamiento en acuíferos consiste en crear una capa de gas artificial mediante la inyección de gas en una estructura geológica inicialmente llena de agua. Un acuífero permite almacenar varios miles de millones de metros cúbicos de gas, los caudales de extracción son similares a los de un yacimiento<sup>15</sup>.

**Figura 20. Almacenamiento de gas en acuíferos**



Fuente: [http://www.intragaz.com/en/storage\\_types.html](http://www.intragaz.com/en/storage_types.html)

La utilización de los almacenamientos en acuíferos, al igual que en yacimientos agotados, es principalmente de tipo estacional, plurianual y estratégica. El

<sup>15</sup>EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL, Patrick V. De Laguérie. GEOSTOCK.

esquema de instalaciones en superficie y subterráneas para ASGN en acuíferos es el mismo que para formaciones porosas.

El desarrollo de un acuífero es más largo y más costoso que la conversión de un yacimiento, debido a los trabajos de exploración geológica para evaluar la roca reservorio y la demostración de la existencia de un sello representado en una capa estructural impermeable. El principio de almacenamiento en acuíferos reúne los mismos requisitos geológicos y del yacimiento que en el caso de almacenamiento en pozos depletados.

El espacio para el almacenamiento del gas, se crea desplazando el agua existente en el espacio poroso, en el período inicial de inyección de gas se presta especial atención a la presión de desplazamiento y a las posibles fugas de gas.

Como desventajas del almacenamiento en acuíferos se reporta:

- Altos costos de explotación
- Deben información limitada de la estructura del yacimiento.
- Deben darse condiciones especiales durante la inyección inicial del gas.
- Carencia de gas residual para utilizarlo como colchón.

**2.2.3 Almacenamiento en cavidades salinas.** Este tipo de instalación se ha usado para almacenar GLP durante muchos años y es relativamente reciente para el gas natural. Se introdujo por primera vez en los Estados Unidos en 1961 y actualmente en el mundo se han desarrollado 44 almacenamientos de gas de este tipo, la mitad de ellos en los Estados Unidos y los demás se encuentran situados en Canadá, Dinamarca, Alemania, Francia, el Reino Unido, Polonia y Armenia. En los últimos cinco años, el almacenamiento en cavidades salinas se ha desarrollado con gran rapidez, con más de 10 instalaciones nuevas y numerosos proyectos en Estados Unidos<sup>16</sup>.

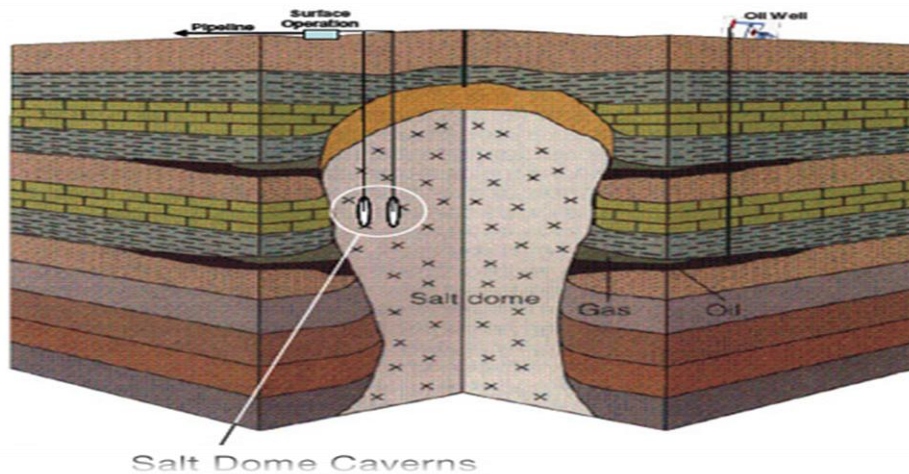
---

<sup>16</sup>EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL, Patrick V. De Laguérie. GEOSTOCK.

La construcción de cavernas de sal exige que la geología del yacimiento salino y sus alrededores cumplan con requisitos como:

- Suficiente potencia y profundidad del yacimiento salino.
- Características adecuadas de lixiviación de la sal.
- Disponibilidad de abundante cantidad de agua para el proyecto de lixiviación (lavado de la sal).

**Figura 21. Almacenamiento de gas en cavidades salinas**



Fuente: <http://www.geostockus.com/what-we-do/natural-gas-storage-primer>

Con el fin de evaluar la idoneidad del yacimiento salino, lixiviación y propiedades mecánicas de la sal, es necesaria la perforación de un pozo exploratorio en el yacimiento. El tipo de caverna se proyectará sobre la base de las propiedades de la sal, los parámetros de diseño, la capacidad y las presiones máxima y mínima del almacenamiento.

En la actualidad existen en el mundo 52 domos salinos que se utilizan como almacenamiento subterráneo de gas.

Las cavernas en domos salinos para el almacenamiento de gas en Estados Unidos se construyen con un tamaño máximo de 110 millones de metros cúbicos

de volumen, con una capacidad de almacenamiento de 820 millones de metros cúbicos y una capacidad máxima de despacho diario de 31 MMm<sup>3</sup>/d (1,09 Bpc).

Las ventajas que presenta el almacenamiento en domos salinos son las siguientes:

- Los caudales y las presiones de funcionamiento pueden proyectarse de acuerdo a las necesidades.
- La productividad de estos pozos de almacenamiento puede ser 3 o 4 veces la productividad de los pozos en yacimientos convencionales.
- Posibilidad de ampliación de la capacidad de almacenamiento mediante lixiviación de cavernas adicionales.
- Bajo volumen de gas colchó para elevados volúmenes de extracción.
- Períodos cortos de almacenamiento.
- Alto nivel de seguridad.
- Recuperación total del gas colchón.

Entre las desventajas se menciona: necesidad de una formación salina idónea, problemas de eliminación de la salmuera en determinadas circunstancias.

**2.2.4 Almacenamiento en caverna de roca.** Actualmente se están desarrollando cavernas rocosas para almacenar gas natural a presión elevada, debido a que no disponen de otras posibilidades para almacenar gas.

Las desventajas que presenta este sistema de almacenamiento son: volúmenes limitados de gas de servicio, posible limitación de la presión por razones geológicas; costos de inversión altos en comparación con almacenamientos de gas convencionales.

**2.2.5 Almacenamiento en minas abandonadas.** Los almacenamientos de gas en minas abandonadas se han implementado en Estados Unidos, Bélgica, Alemania y Francia. Los almacenamientos más favorables son las minas de sal,

presentando las mismas características y ventajas que las cavidades salinas, entre ellas: alta capacidad de extracción y bajo volumen de gas colchó. Como desventajas se reporta: sello de galerías, estabilidad mecánica, control de la estabilidad mediante detectores sísmicos, disminución del poder calorífico del gas almacenado, alteración de la composición del gas almacenado, ya que el carbón retiene los componentes más pesados.

**2.2.6 Razones para almacenar subterráneamente el gas natural.** Las razones que tienen en cuenta los gobiernos para construir almacenamientos subterráneos de gas natural son los siguientes:

- Aprovechar facilidades de superficie y depósitos ya existentes, que evitan incurrir en costosas construcciones.
- Tener reservorios de gas que pueden ser utilizados en tiempo de desabastecimiento.
- Cubrir la demanda de gas, cuando el consumo se incrementa debido a períodos climáticos como el invierno por ejemplo.
- Eliminar restricciones del consumo, cuando éste es afectado por fenómenos climáticos como el del “Niño”.
- Lograr un equilibrio en la oferta y la demanda de recursos energéticos durante todas las épocas del año.

De acuerdo a los criterios expuestos anteriormente para la selección de escenarios, no sería viable realizarlo en acuíferos por el desconocimiento de información a profundidades óptimas para el almacén y en domos salinos por su escasa existencia en el país y las profundidades someras. En resumen es viable la aplicación de la técnica de almacenamiento subterráneo de gas natural en **yacimientos depletados**, y son los candidatos idóneos para ser convertidos a unidades de almacenamiento subterráneo de gas natural, ya que se encuentra con historial de producción, con una presión inicial, entre otras cantidades de datos que permiten una selección adecuada.

### **2.3 Yacimientos agotados de gas natural o de petróleo con gas asociado.**

El almacenamiento de gas en yacimientos agotados es el método más difundido en todo el mundo al registrarse 427 proyectos. El primer almacenamiento de gas de este tipo se construyó en 1916 en el estado de Nueva York; este yacimiento está considerado como el más antiguo del mundo que se encuentra en funcionamiento.

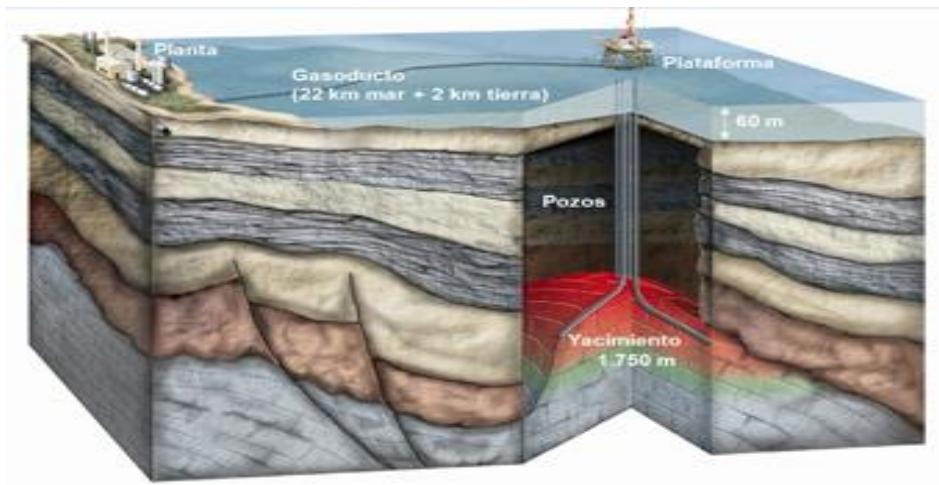
Las fases de exploración y explotación de un yacimiento depletado ya han sido desarrollados por los parámetros de almacenamiento tales como:

- Presión inicial del yacimiento
- Temperatura, porosidad y permeabilidad del yacimiento
- Volumen inicial de los diferentes fluidos
- Comportamiento de la producción de los pozos existentes
- Comportamiento de agua subyacente

Si se tiene disponible esta información no se necesita hacer una exploración tan intensa, pero basándose en los principios de la conversión de un yacimiento agotado a un almacenamiento subterráneo de gas natural, se debe considerar lo siguiente:

- a) Presión máxima de operación es igual a presión inicial de almacenamiento más el incremento de presión en función la estanqueidad de roca de cobertura.
- b) Creación de un volumen de gas que llegue a saturar los poros por medio del desplazamiento de fluidos existentes en el almacenamiento y regulado por la transmisividad de la roca almacén dentro del rango de presiones permitidas, en caso de se vaya hacer en un yacimiento depletado del petróleo.
- c) Capacidad de flujo del almacenamiento por medio de la observación de flujos de producción en pozos y su comportamiento mediante la producción.

**Figura 22. Almacenamiento subterráneo de gas en yacimiento agotado**



Fuente: <http://www.foroexplayate.com/phpBB3/viewtopic.php?f=24&t=10623>

En comparación con otros tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural se deduce que el tiempo de construcción es más corto y su riesgo geológico es muy bajo debido a la amplia información que se dispone para iniciar estos proyectos, el volumen utilizado como almacenamiento de gas es un yacimiento depletado es aproximadamente de 3.5 a 140 ft<sup>3</sup>.

### **2.3.1. Instalación de un almacenamiento subterráneo de gas**

Los principales elementos en una instalación de un almacenamiento subterráneo son:

- a) yacimiento, que incluye las rocas almacenadoras con sus sellos superiores e inferiores.
- b) Pozo tradicional de inyección o extracción conectado a un sistema de recolección en superficie.
- c) planta de deshidratación y compresión.
- d) pozos de observación
- e) sistema de medición y regulación de presión
- f) separadores, calentadores

g) sistema de conexión con gasoductos

**Figura 23. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas**



Fuente: Sedigas

### **2.3.2. Pasos para realizar el diseño de almacenamiento**

- Descripción de yacimiento: ubicación geográfica, información geológica, estratigrafía, mapas estructurales, registros, presión inicial y temperatura de yacimiento.
- Datos de núcleos y fluidos: permeabilidades, porosidad, saturación de agua connata, gravedad del gas, cromatografía, viscosidad, calor de vaporación, propiedades capilares, curvas de presión capilar.
- Información adicional: datos de pozos existentes, locaciones, profundidades, y condición mecánica.
- Diseño de ingeniería: consumo máximo de gas teniendo en cuenta presión máxima y mínima de almacenamiento con el fin de determinar la cantidad de gas colchón requerido.
- Determinación de presiones de cabeza de pozo.

- Diseño de facilidades de superficie y accesorios: calentadores, separadores, medidores, reguladores de presión, deshidratadores, compresoras y plantas deshidratadoras.
- Evaluación económica y financiera para comparar la relación costo-beneficio.

### **3. ESTUDIO TECNICO PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRANEO.**

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.

#### **3.1 Estudio conceptual de almacenamiento subterráneo de gas natural**

En el estudio técnico se tiene algunos factores fundamentales tales como estudio del mercado, ingeniería conceptual y estudio técnicos en los escenarios a utilizar.

En el estudio conceptual, se elabora un plan de explotación del yacimiento agotado. Se tienen en cuenta las instalaciones existentes y las propiedades del inversor en la zona y la proximidad de los mercados que demandan el servicio de almacenamiento. La situación física de los clientes potenciales prima fuertemente la viabilidad del proyecto. Aunque el aumento del consumo de gas natural demandará una mayor capacidad de almacenamiento, por razones estratégicas y legislativas, esto no implica, necesariamente, acometer dichos proyectos, ya que existen otras razones que pueden aconsejar no ejecutarlos, en virtud de objetivos y estrategias de la compañía propietaria del yacimiento agotado.

El estudio conceptual permite concebir una idea de cómo se puede poner en práctica la idea original de utilizar el yacimiento agotado como almacenamiento de gas. Las autoridades regionales y locales, respecto del interés que despierten en este tipo de proyecto, será un factor a tener en cuenta, ya que jugarán un papel importante a la hora de conseguir los permisos necesarios para el desarrollo del mismo. Para el diseño conceptual del desarrollo del proyecto, es preciso definir los caudales de producción e inyección requeridos, teniendo en cuenta las posibilidades del yacimiento y número de pozos.

Al encontrarse la planta de tratamiento situada a una distancia determinada de los pozos de producción e inyección, y éstos encontrándose en una zona de difícil acceso, se debe tener en cuenta la política de la compañía en relación a la operatividad de las instalaciones de los pozos productores e inyectores. El control remoto de los pozos desde la planta de tratamiento reduce los gastos operativos de las instalaciones, los gastos de logística y transporte a las instalaciones marinas. La disponibilidad de energía, las condiciones climatológicas y el medio ambiente condicionarán la viabilidad del proyecto. Por otro lado, el área en la que con frecuencia se presentan fuertes precipitaciones y vientos, encarecen las instalaciones. Las comunicaciones por tierra, mar y aire, y el tejido industrial de la zona, condicionan la mano de obra disponible y otros servicios requeridos durante la ejecución del proyecto.

Debido al grado de sensibilización de la opinión pública ante los temas de medio ambiente y a la legislación existente, la evaluación del impacto ambiental del proyecto constituye un tema de gran importancia. La localización y emplazamiento de las instalaciones, en áreas geográficas con valor ecológico, se debe estudiar en profundidad. Estudios detallados del impacto ambiental ocasionado por el proyecto, la restauración de los terrenos afectados y otras medidas correctoras complementarias exigidas por la Administración deben ser tenidas en cuenta. Las instalaciones de depuración y evacuación del agua producida, forma parte del estudio conceptual del proyecto.

Las infraestructuras, oficinas y edificios auxiliares, el suministro de energía eléctrica, el abastecimiento de agua, la red de comunicaciones y los medios de transporte forman parte, también del estudio conceptual del proyecto. La inversión a realizar depende, por un lado, de la ubicación geográfica del yacimiento, ya que no es lo mismo que se encuentre en una zona aislada que en otra de fácil acceso con servicios próximos y, por otro, de la propia dimensión y complejidad del proyecto de almacenamiento de gas.

La conversión de yacimientos agotados de petróleo o gas es relativamente fácil y permite obtener una instalación de almacenamiento segura. Una simulación del espacio para almacenamiento utilizando los datos de producción existentes, proporciona información sobre el comportamiento presión-volumen y el número de pozos de almacenamiento necesarios para hacer frente a la caída de extracción deseado. El yacimiento estará listo para funcionar como almacenamiento de gas una vez sean transformados los pozos de producción existentes en pozos de operación de gas y se efectúe la perforación de pozos de almacenamiento adicionales y de observación.

### **3.1.1 Marco comercial de almacenamiento subterráneo de gas natural**

El estudio del mercado es una fase importante para poder evaluar la viabilidad comercial del proyecto en diferentes situaciones del mercado como oferta, demanda, almacenamiento, distribución y comercialización.

La utilización del almacenamiento de gas se ha convertido en una política nacional en los gobiernos con el fin de asegurar al usuario buen suministro de gas.

Razones por las cuales se realiza el almacenamiento subterráneamente gas:

- 1) Seguridad en el suministro de gas: Con el almacenamiento se asegura cubrir las necesidades del consumidor si se llegara a presentar las siguientes situaciones:
  - Problemas de producción de gas natural.
  - Desviaciones en la producción de la demanda
  - Problemas en los compresores
  - Roturas u otro problemas en la tubería
  - Problemas de transporte de gas

- 2) Balancear la oferta con la demanda en épocas de crisis: para las compañías es importante asegurar un equilibrio entre oferta y demanda tanto en escala estacional como diaria.
- 3) Optimizar el sistema de transporte: para minimizar la capacidad del sistema de transporte las compañías como primera medida usan el almacenamiento gas subterráneo.

### **3.1.2 Análisis técnico para almacenamiento de gas subterráneo**

Los factores que se tienen en cuenta en la conversión de yacimientos agotados a unidades de almacenamiento subterráneo de gas natural son los siguientes: Tipo de escenario de almacenamiento de gas subterráneo, análisis de tipo de fluido, análisis de tubería, facilidades de superficie.

El estudio técnico que debe hacer a yacimientos depletados candidatos a almacenamiento subterráneo de gas es:

- a) Información histórica: se realiza proyección del tamaño de operaciones de almacenamiento subterráneo de gas.
- b) Información de geología, registros, estratigrafía y corazones: se determina candidatos de almacenamiento subterráneo, examinando estratos, espesores y homogeneidad.

### **3.1.3 Indicaciones a seguir en el estudio técnico en yacimientos depletados para almacenamiento de gas subterráneo**

- a) Descripción de yacimiento: ubicación geográfica, secuencia estratigráfica, mapas estructurales, mapas isopacos, mapas de yacimientos adyacentes, sísmica, registros, presión inicial, temperatura de yacimientos.
- b) Datos de núcleos y fluidos: permeabilidad y porosidad, saturación de agua connata, gravedad del gas, cromatografía, viscosidad, constante de equilibrio,

calor de vaporización y los coeficientes de Joule-Thompson, propiedades capilares y las curvas de presión capilar de drenaje e imbibición.

- c) Datos de pozos existentes, locaciones, profundidades y condiciones mecánicas: Estos datos incluyen el desarrollo de la contrapresión de los pozos, completamientos, potencial de flujo abierto, flujo bifásico, presión de yacimiento y el índice de productividad.
- d) Diseño de ingeniería: se debe establecer el consumo máximo de gas, enfocado primero en determinar la cantidad de gas colchón requerido, teniendo en cuenta la presión máxima y la mínima del ciclo de almacenamiento.
- e) Efectuar cálculos y diseño: determinar la presión de cabeza de pozo y diseñar facilidades de superficies y accesorios como: calentadores, separadores, medidores, reguladores de presión, deshidratadores, compresores y plantas deshidratadoras.

### **3.2 Información técnica de yacimientos agotados para implementación de almacenamiento subterráneo de gas natural.**

- a) Datos técnicos a considerar en almacenamiento subterráneo de gas natural: histórico de producción de yacimiento, volumen de gas inicial en la roca almacén, volumen de gas colchón necesario para aislar el acuífero del almacén, balance de materia de los fluidos de yacimiento, balance de materia de los fluidos de superficie, estimación de costos de las instalaciones de superficie, estimación de costos de los pozos de producción e inyección, análisis económico de la inversión del proyecto.
- b) Equipos a implementar en el almacenamiento subterráneo de gas natural: equipos de perforación, equipos de deshidratación, tubería de transporte entre el pozo y la planta de tratamiento, generadores de emergencia.
- c) Información previa a considerar del yacimiento depletado: Geología de la formación, presión inicial del yacimiento, tasas de producción Vs presión, Temperatura de yacimiento composición de gas, número de pozos perforados,

gravedad específica, profundidades, información de núcleos, localidades, mapa del área del yacimiento y sus vecindades.

### 3.3 Bases de diseño de un yacimiento agotado para almacenamiento subterráneo de gas natural

Las bases de diseño utilizadas para el estudio de viabilidad de un proyecto de almacenamiento de gas natural en 14 pozos inyectores se muestran en la tabla 13:

Analizando la saturación residual se deduce que el gas requiere ocupar como mínimo un 28% de volumen poroso de la roca almacén del yacimiento, para comenzar a fluir.

En tabla 14 se muestra las propiedades relacionadas con las instalaciones de superficie.

**Tabla 13. Propiedades de un caso de yacimiento agotado**

<b>Propiedad</b>	<b>Variable</b>
Temperatura de yacimiento	121 °C
Presión inicial de yacimiento	280 kg/cm <sup>2</sup>
Porosidad de yacimiento	0.1
Saturación de agua	0.1
Compresibilidad de agua	0.00006
Punto de rocío	280 Kg/cm <sup>2</sup>
Espesor del yacimiento	60m
Radio de yacimiento	8 Km
Permeabilidad de yacimiento	0.1 md
Permeabilidad de acuífero	9 md
Saturación residual de agua	0.1
Saturación residual de condensado	0.2
Se asume el valor de gas in place	9.912MMm <sup>3</sup>

Fuente: Yacimientos Depletados. Tesis Doctoral 2004

**Tabla 14. Propiedades relacionadas con las instalaciones de superficie**

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Presión de separador	70 Kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de separador	38 <sup>0</sup> C
GOR de separador	40.000
Gravedad especifica del gas en superficie	0.7
Gravedad del condensado	55 API
Salinidad del agua producida	100.000 ppm
GOR del separado de superficie	40000/200
Profundidad del yacimiento	2.460 m
Radio de yacimiento	8Km
Diámetro interno de la tubería de producción e inyección	5"
Rugosidad de la tubería de producción e inyección	0.0006
Longitud de la tubería de producción e inyección dentro del pozo	2.460m
Presión del separador de superficie	35 Kg/cm <sup>2</sup>
temperatura del separador de superficie	38 <sup>0</sup> C
Punto de burbuja	280Kg/cm <sup>2</sup>
Presión y temperatura de yacimientos	280kg/cm <sup>2</sup> ,
Temperatura de yacimiento	121 <sup>0</sup> C

Fuente: Yacimientos Depletados. Tesis Doctoral 2004

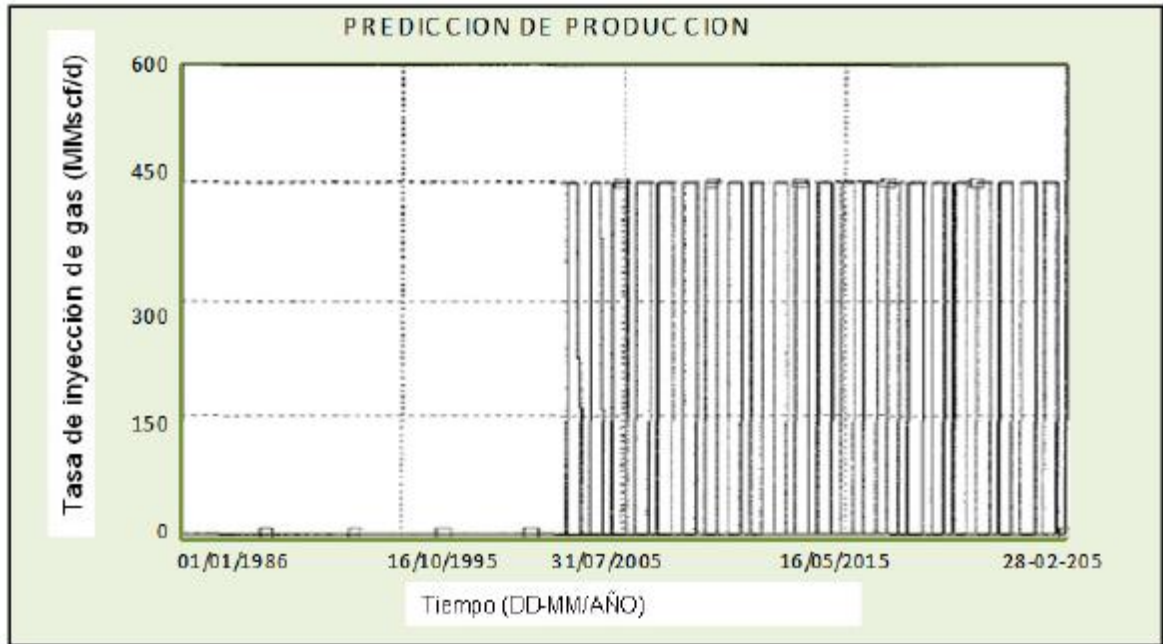
**Tabla 15. composición de gas condensado**

<b>Componente</b>	<b>Diseño en Mol</b>
C1	<b>86,79</b>
C2	<b>7.90</b>
C3	<b>2,19</b>
i-c4	<b>0,28</b>
n-c4	<b>0,39</b>
C5	<b>0,07</b>
C6 <sup>+</sup>	<b>0,02</b>
N2	<b>1,41</b>
CO2	<b>0,95</b>

Fuente: Yacimientos Depletados. Tesis Doctoral 2004

En la tabla 15 se presenta la composición del gas condensado

**Figura 24. Predicciones de Inyección de gas.**

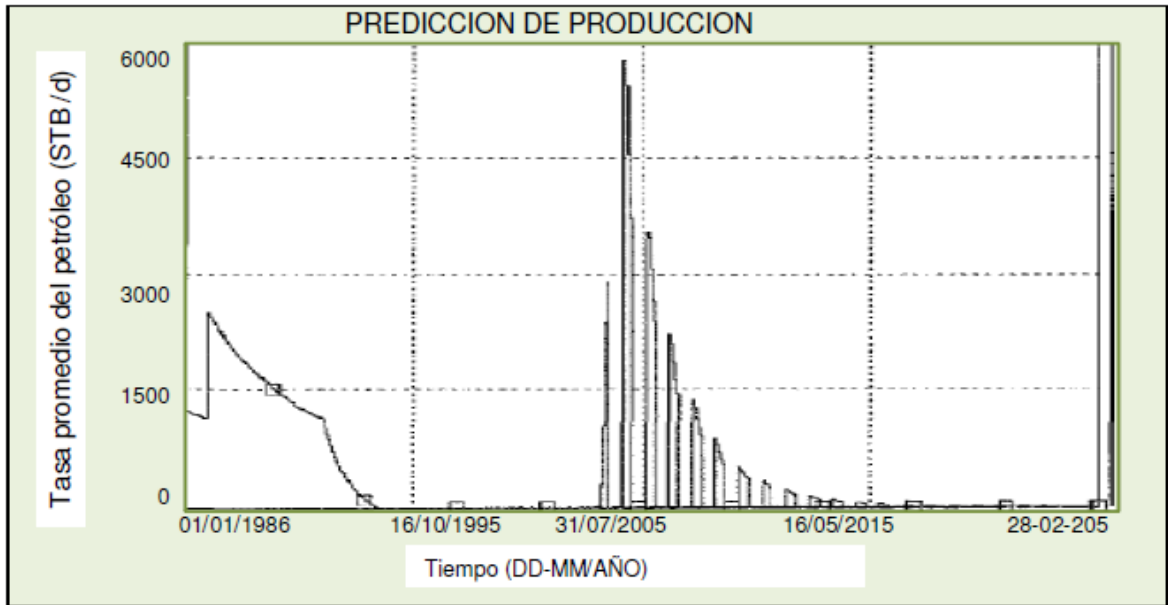


Fuente: Yacimientos Depletados. Tesis Doctoral 2004

En la figura anterior se puede observar la predicción de inyección de gas desde primero de enero de 1986 hasta febrero 28 del 2025 es la máxima inyección es de 13 MMm<sup>3</sup>/día durante los meses de verano, la predicción de producción diaria durante la fase de utilización del yacimiento como almacén es 18 MMm<sup>3</sup>/día en los meses de invierno, excepto en el primer ciclo de producción.

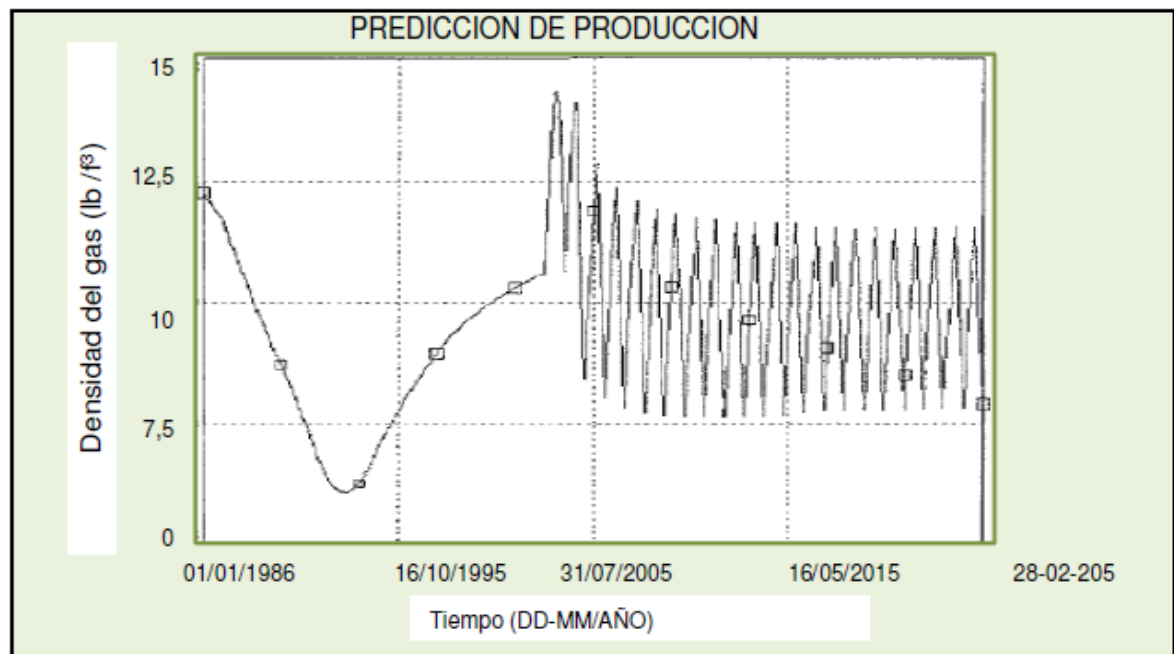
En la figura 25 se muestra la predicción de producción de condensado durante la fase de explotación y también durante la fase de utilización del yacimiento como almacenamiento de gas podría llegar a los 6.000 Bbl/día en sus primeros ciclos de producción y se provee que esta producción descienda en los siguientes ciclos de producción hasta llegar a cero en el 2015.

**Figura 25. Predicciones de producción de condensado durante la fase la explotación.**



Fuente: Yacimientos Depletados. Tesis Doctoral 2004

**Figura 26. Predicciones de la densidad del gas producido**



Fuente: Yacimientos Depletados. Tesis Doctoral 2004

La figura 26 muestra la predicción de la densidad del gas producido a lo largo de la vida del yacimiento.

La planta de tratamiento deberá ser diseñada para un caudal máximo de 20MMm<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.

## 4. ANALISIS FINANCIERO

La evaluación financiera se establece para evaluar alternativas de inversión mediante la construcción de flujos de caja en las cuales se realiza la rentabilidad por medio de los siguientes métodos: valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR). con el fin de analizar la factibilidad de un proyecto y para ver si la inversión propuesta será económicamente rentable.

Con los recientes 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 2012), 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 transportan los combustibles desde los 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. Estimación de costos.

En general, la distribución de los costes de inversión de Yacimientos agotados es la siguiente:

- Gas colchón: 28%
- Pozos: 14
- Compresores: 17%
- Unidades de deshidratación; 9%
- Equipos auxiliares: 8%
- Gasoductos: 7%
- Edificios: 7%

Según la "International Gas Unión", las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0.1 y 0.2 USD/m<sup>3</sup>, para profundidades

entre 1.000 y 2.000 metros de profundidad y almacenamiento de 1.000 millones de metros cúbicos. Los gastos operativos son del orden de 0,01 USD/m<sup>3</sup>.

Una planta de tratamiento de gas y una planta de inyección al yacimiento utilizado como almacenamiento, precisa para su funcionamiento de servicios en infraestructuras adicionales. Precisaré de agua contra incendios, energía eléctrica, comunicaciones, accesos, almacenes, talleres, oficinas, etc. El coste 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.

Para este proyecto se ha tenido en cuenta una tarifa de almacenamiento mensual de US\$0.0045 por metro cúbico de almacenamiento contratado.

El costo estimado por área de describe en la siguiente tabla 16:

**Tabla 16. Costos estimativos para un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural**

<b>Actividad</b>	<b>Costo</b>
Perforación de pozos	59,0MM\$
Materiales	31,0MM\$
Equipos principales	85,0MM\$
Estudios de Ingeniería	9,0MM\$
Fabricación	17,0 MM\$
Construcción	40,3MM\$
Seguros Certificación	3,8MM\$
Supervisión y dirección	11,0 MM\$
Contingencias	30,1MM\$
<b>Total</b>	<b>286,2 MM\$</b>

Fuente: autor

Se hace un análisis de las bases económicas de un proyecto que tiene como duración 30 meses, se tiene en cuenta los requerimientos siguientes:

- En Puesta en operación el proyecto se hace a partir del 3 año.
- Gastos operativos para el primer año en operación 26 MM\$
- Gastos operativos escalados al 3% anual, a partir del primer año de producción.
- Tasa de impuesto a las ganancias 35%
- Periodo depreciación 20 años.
- Valor de instalación al final de la vida del proyecto es \$0
- Precio de venta de 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 es U\$ 0.0045.

#### 4.1.1 Obtención de costos

A continuación se muestran las ecuaciones para la obtención de costos de equipos, costos de materiales y equipos menores, costos de construcción, costos de planta y operativos.

1. Para la obtención de costos de los equipos existen dos formas:

- Petición de oferta a fabricantes
- **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.

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

Ecuación 3

Dónde:

Ce= costo estimado.

Cr= costo de referencia.

Q= Parámetro de capacidad.

Qr= Parámetro de referencia.

m= Exponente dependiendo del tipo de equipo

2. 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, como se expresa en la siguiente ecuación.

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

Dónde:

Cm= Costo material y equipo menor

Ce= costo de equipos principales.

Fi= factores de cada tipo de material.

3. 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

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

Dónde:

Cc = Costo construcción

K = Costo equipos principales.

4. El costo total de la planta se expresa en la Ecuación 6.

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

5. 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.

#### **4.1.2 Estimación de costos de un caso del almacenamiento de gas subterráneamente.**

En la tabla 17 se muestra los costos estimados de los equipos de los pozos de inyección y producción a perforar, para los 11 pozos existentes, teniendo en cuenta que 3 de estos podrían servir para la utilización del yacimiento como almacén. El costo total de los equipos de los 11 pozos es de 14,6 MM\$.

En la tabla 18 se muestra los costos de los materiales empleados en la perforación de los 11 pozos, que serían utilizados junto con los 3 utilizados en la explotación del campo, para la inyección y extracción del gas ya que se va a utilizar el yacimiento como almacén, utilizando el yacimiento como almacén, es de 13,5 MM\$.

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

EQUIPO	COSTOS			
	Unidad	cantidad	Valor unitario	Costo total
<b>Pozos de producción</b>	No	11	889050	9.779.550
Árbol de navidad	No	11	350500	3.855.500
Boca de pozo	No	11	28000	308.000
Completamiento	No			
<b>Pozos de producción; oil (GAS IIFTED)</b>	No			
Árbol de navidad	No			
Boca de pozo	No			
Completamiento	No			
<b>Pozos de inyección de gas</b>	No			
Árbol de navidad	No		18000	
Boca de pozo	No		7000	
Completamiento	No		28000	
<b>Pozos de inyección de Agua</b>	No			
Árbol de navidad	No		18000	
Boca de pozo	No		7000	
Completamiento			28000	
<b>SUB- TOTAL</b>	No			13.943.050
<b>CARGA</b>	%	5.0		697152
<b>TOTAL EQUIPOS US\$</b>				<b>14.640.202</b>

Fuente: autor

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

Materiales	Costos			
	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Costo total
CASING/TUBING	m			
CASING 30 “	m		540	
CASING20 “	m	700	160	112000
CASING13 3/8 “	m	16600	130	2158000
CASING9 5/8 “	m	26000	55	1430000
LINER7 “	m	7200	30	216000
LINER5 “	m		33	
TUBING 5”	m	33050	30	991500
TUBING 3 ½”	m		20	
CEMENTO	m	33100	22	728200
LODO	m	33100	98	3243800
SALMUERA	m	33100	64	2118400
BITS	m	33100	58	1919800
				12.917.700
CARGA	%	5.0		645885
<b>TOTAL COSTO DE MATERIALES US\$</b>				<b>13.563.585</b>

Fuente: autor

En la tabla 19 se muestra los costos de perforación, servicios, movilización y desmovilización. El costo estimado de este concepto es de 19,3 MM\$.

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 3,6 MM\$ como se muestra en la tabla 20.

**Tabla 19. Costo estimativo de perforación**

<b>Costo de perforación</b>				
	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Costo total</b>
<b>COSTO DE PERFORACION</b>	Días	490		
Alquiler equipo de perforación	Días	490	15000	7350000
Tripulación de perforación	Días	490	9100	4459000
Consumibles	Días	490	2250	1102500
Taladro	Días	490	1300	637000
Trasporte	Días	490	570	279300
Costo de movilización / Desmovilización			15500	387500
<b>Servicios de perforación</b>				
Tala	/pozo	25	120000	3000000
Cementación	/pozo	25	20000	500000
Pruebas	/pozo	25	60000	1500000
Otros costos				
<b>TOTAL CONSTRUCCION US\$</b>				<b>19.215.300</b>

Fuente: autor

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

<b>Contingencias</b>		
	<b>%</b>	<b>Costo</b>
<b>CONTIGENCIAS</b>	20	3657400
<b>Total Contingencias US\$</b>		<b>3.657.400</b>

Fuente: autor

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 21. Costos diseños y gestión de proyectos.**

<b>Diseños y gestión de proyectos</b>				
	<b>%</b>	<b>Horas Hombres</b>	<b>costo Mhr</b>	<b>Costo</b>
Concepto detalle y seguimiento	2.0	13000	75	939.000
Gestión de proyectos	3.0	11000	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: autor

En la tabla 22 se define los costos de las instalaciones de superficie tales como equipos de la planta de tratamiento y el costo de transporte de los equipos. El costo total de los equipos es de 43,2 millones de dólares.

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

<b>EQUIPOS</b>		<b>Cálculo de costos</b>			
Tipo de facilidad	<b>Producción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Costo total</b>
Líneas de flujo manifolding		t	3	23000	69000
<b>PROCESAMIENTO DE PETRÓLEO</b>					
Separación y estabilización		t	48	23000	1104000
Calefacción		t		20200	
Refrigeración		t	11	6500	71500
Deshidratación (las bombas )		t		8300	
Deshidratación (tanques )		m <sup>3</sup>		50	
Desalación tanques		m <sup>3</sup>		37	
<b>PROCESAMIENTO DE GAS</b>					
Refrigeración		t		4500	
Deshidratación de gas					
Glicol		t	389	27300	10619700
Lecho de tamiz molecular		t		1500	
Eliminación de gas ácido					
Amina / solvente físicos		t		18000	
Lecho de óxido de Zinc		t		1260	
Recuperación de azufre		t		11000	

Gas de la cola de limpieza	t		15000	
Punto de rocío de control /recuperación de GLP	t			
LTS / intercambiador		174	15200	2644800
Paquete de refrigeración	t		38000	
Turbo expansión	t	60	28000	1680000
Fracción de GNL / fraccionamiento	t		23000	
Fracción de GLP / fraccionamiento	t		18000	
Almacenamiento atmosférico	t		38	
Almacenamiento a presión	m <sup>3</sup>		3200	
Exportación de bombeo	T			
Aceite / condiciones de producción			50600	
GNL PRODUCTO	T		51000	
GPL PRODUCTO	T		51000	
Gasolina producto	T		51000	
<b>COMPRESION DEL GAS</b>	T	341	52000	17732000
Medida del líquido de exportación	T		22400	
Medición de gas	T	36	33000	1188000
Agua de inyección	T		29200	
Tratamiento de agua y su eliminación	T	5	20700	103500
Seguridad	T	74	5900	436600
Utilidades	T	132	19100	2521200
Control y comunicaciones				2340500
Generación de energía	T	51	47900	2442900
Distribución de la energía	T	31	19000	589000
<b>CARGA</b>		5	%	2060110
			<b>TOTAL EQUIPOS US \$</b>	43.262.310

Fuente: autor

En la tabla 23 se muestra los costos estimados para las instalaciones de superficie, se lista los materiales relacionados con la planta de tratamiento, el costo total incluye el transporte de los mismos a la plata de tratamiento.El costo estimado es de 12,2 MM\$.

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

Materiales		Cálculo de Costos			
		Unidad	Cantidad	Costo	Costo total
ESTRUCTURAS DE ACERO	t	200	1000	200000	
TUBERIA	t	746	9500	7077500	
ELECTRICA	t	99	16300	1613700	
INSTRUMENTOS	t	11	24000	264000	
OTROS	t	245	7900	1935500	
MATEIRALES CIVILES	m <sup>2</sup>	5384	100	538400	
CARGA		5	%	581455	
<b>TOTAL COSTOS DE MATERIALES US \$</b>				<b>12.210.555</b>	

Fuente: autor

En la tabla 24 se muestra el costo estimado de instalaciones de superficie de las cuales se muestra el costo de la fabricación de equipos y tuberías. El costo estimado es 12,3 MM\$, incluyendo el transporte.

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

PRE- FABRICACION 0 %						
	Unidad	Cantidad	MHr/u	Mhrs	costos/MHr	Costos
EQUIPO	t		24		43	
ESTRUCTURA DE ACERO	t	147	87	15000	43	645000
TUBERIA	t	560	323	23500	43	10105000
ELECTRICA	t		462		43	
INSTRUMENTOS	t		580		43	
OTROS	t		230		43	
CARGA DE SALIDA Y TRASPORTE		15			%	1612500
<b>TOTAL PRE-FRABRICACION US\$</b>						<b>12.362.500</b>

Fuente: autor

La Tabla 25 se muestra los costos estimados para la construcción de la planta de tratamiento. El costo estimado es de 30,7 MM\$.

En la tabla 26 se muestra los costos estimados de diseño y dirección de proyectos para la ingeniería de la planta supervisión, control del proyecto, certificación y seguros. El total de costos estimados es de 15,6 MM\$.

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

<b>CONSTRUCCION</b>						
	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Mhr</b>	<b>Mhr/u</b>	<b>costo/ Mhr</b>	<b>Costo</b>
Preparación del sitio	m <sup>2</sup>	5000	11000	2	70	700000
Construcción civil	m <sup>2</sup>	5000	55000	11	70	3850000
Deslizamiento / Montaje del carrete	t	100	32000	320	70	2240000
Instalación de equipos	t	1800	57000	31,7	70	3990000
Montaje de tanque	m <sup>3</sup>				70	
Estructuras de acero	t	100	15000	150	70	1050000
Tubería	t	210	80000	381	70	5600000
Eléctrica		115	114000	991	70	7980000
Instrumentos						1500000
Otros						3800000
<b>TOTAL CONSTRUCCION U\$</b>						<b>30.710.000</b>

Fuente: autor

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

<b>Diseño y dirección de proyectos</b>				
	<b>%</b>	<b>Mhoras</b>	<b>Costo/MHr</b>	<b>Costo</b>
Estudios de ingeniería	<b>6</b>	<b>77810</b>	<b>76</b>	5.906.000
Dirección de proyectos	<b>7</b>	<b>58.234</b>	<b>134</b>	7810000
Seguro y certificaciones	<b>2</b>			1.969.000
<b>Total diseño y dirección de proyectos US\$</b>				<b>15.685.000</b>

Fuente: autor

Se estima un 15% del total de las inversiones como costos de contingencias. El costo estimado por este concepto es de 18.0 MM\$, según Tabla 27.

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

<b>Contingencias</b>		
	<b>%</b>	<b>Costo</b>
Contingencias	15	18.037.750
<b>Total Contingencias</b>		<b>18.037.750</b>

Fuente: autor

**Tabla 28. Costos de infraestructura**

<b>Materiales y Construcción</b>	<b>Cálculo de costos</b>			
	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor unitario</b>	<b>Costo</b>
CONSTRUCCION DE CARRETERAS	Km	150	25000	3750000
Construcción del campo	Km	393	8000	3150000
Operaciones de campo	No	0	21000	
Administración de edificios	No	18	21000	378000
Vivienda permanente	No	0	240000	
Facilidades medicas	No	2	81000	162000
Escuelas e iglesias.	No	0	12500	
Trasmisión de energía	Km	0		
<b>Total materiales y construcción US\$</b>				<b>7.440.000</b>

Fuente: autor

En la tabla 28 se muestra los costos estimados de infraestructura en los cuales están los costos de infraestructura, carreteras, edificios de administración, oficinas, entre otros. Los costos totales estimados son a 7.4 millones de dólares.

En la tabla 29 se muestra los costos operativos estimados en los cuales se ha tenido en cuenta los 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.

**Tabla 29. Costos operativos**

<b>Año de operación</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
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	21.5	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	26.3	26.3

Fuente: autor

#### **4.1.3 Esquema tarifario para un almacenamiento subterráneo de gas**

A continuación se presenta el procedimiento para determinar el esquema tarifario para un Almacenamiento Subterráneo de Gas:

- 1) Determinar el Costo Base del Servicio. Son los costos asociados a la prestación del servicio de Almacenamiento Subterráneo de Gas. Cuando la compañía dueña del almacenamiento es la misma compañía transportadora de gas, la identificación exacta de estos costos es una tarea difícil y fuente permanente de disputas con la autoridad reguladora.

Para determinar el Costo Base del Servicio se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Tasa de retorno sobre el capital. Depende tanto de la compañía como del mercado de capitales en la que trabaje, pero habitualmente está entre rangos del 8 al 16 %.
- Depreciación. Para un Almacenamiento de Gas Subterráneo los periodos de depreciación varían para las diferentes partes del sistema (compresores,

unidades de deshidratación, tubería) y estas comprendidos entre 16 y 30 años.

Operación y Mantenimiento. Los costos de operación y mantenimiento dependen en gran manera del tamaño del almacenamiento, equipos instalados, grado de automatización y filosofía de operación. Costos típicos a nivel mundial para este rubro están entre 1.5 y 3 Millones de Dólares / año. Los impuestos tienen que ser considerados en cada caso particular dependiendo de cada país y no serán cuantificados para el presente estudio.

2) Determinar los Costos de Funcionamiento. La segunda parte del desarrollo de un esquema tarifario es la necesidad de identificar los costos asociados con los diversos servicios que puede suministrar un almacenista. Dependiendo de la complejidad de la tarifa de almacenamiento se pueden realizar una diversidad de aproximaciones, aunque en algunos países y muy particularmente en Estados Unidos y Gran Bretaña, hay una clara tendencia a identificar cada uno de los costos asociados a la realización de un determinado servicio.

Algunos de los componentes típicos de los costos de funcionamiento son:

- Volumen de gas de trabajo y de gas colchón.
- Reserva de capacidad de inyección/extracción.
- Operación real (volúmenes inyectados / extraídos)
- Administrativos

3) Clasificar los Costos. Dividir en su componente fija o variable los costos de funcionamiento tales como capacidad, volumen, caudales, etc., Los costos fijos como los administrativos o la provisión de una cantidad fija anual de extracción, no depende de los volúmenes que realmente se inyecten y/o extraigan y por lo tanto serán constantes.

- 4) Distribuir los Costos. El siguiente paso para determinar el esquema tarifario es la distribución de los costos fijos y variables entre los diferentes usuarios del Almacenamiento Subterráneo de Gas en unas tarifas por capacidad y por uso.

La distribución de estos costos determinará la tarifa que tendrán que pagar los usuarios, se debe hacer cuidadosamente para evitar que un grupo de usuarios se sitúe en una posición de privilegio o que incentive prácticas que vayan contra la optimización del sistema o el precio que debe pagar el usuario final.

En la distribución de costos hay que tener en cuenta que hay una variedad de servicios que pueden ser suministrados por el almacenista, desde el almacenamiento en una base diaria a contratos a largo plazo.

#### **4.2 Estructura general de los flujos de caja**

El modelo de 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 largo 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).

La determinación de los flujos de caja se realiza, para el caso estudiado, con inversiones financiadas de 0% a 70% y con un interés anual del 7%. El caso se financia con el 100% de fondos propios, la cuota anual a pagar al banco es:

$$A = P \frac{(i + 1)^n}{1 + i} - 1 \quad \text{Ecuación}$$

Dónde:

A=cuota a pagar, incluyendo interés y amortizaciones de la deuda

P=Préstamo

I=interés de la deuda

N=número de años amortización

**4.2.1 Valor Presente Neto (VPN):** El valor presente neto 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:

$$VAN = \frac{VF}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

i= tasa de descuento

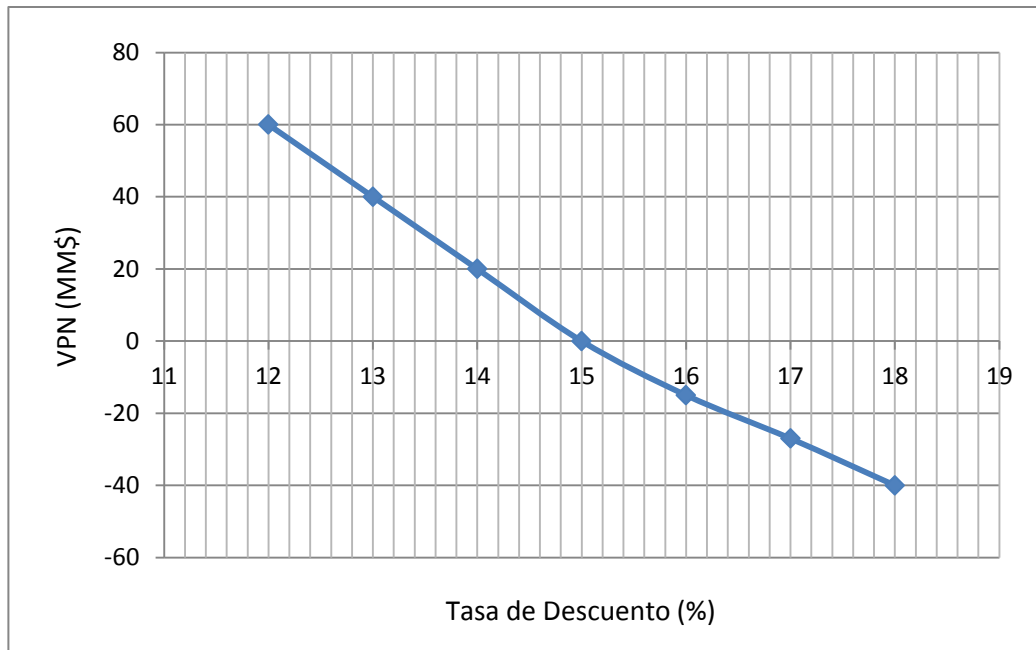
n= número de años

VF= valor de flujo de caja anual

**4.2.2 Tasa Interna de retorno (TIR):** Mide la rentabilidad en porcentaje, es decir en términos relativos. En este caso base con 0% de financiación y exigiendo un 12% de tasa de descuento por la empresa, el VPN muestra que el proyecto tiene una rentabilidad del 12% y además se recupera 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 el VPN sea cero es lo que se define como tasa interna de rentabilidad TIR, que en este caso, para la financiación del 0% es de 15%. Figura27 se muestra la variación del PVN con tasa de descuento superior al 12%.

Gráficamente se puede calcular la tasa de descuento que hace que el VPN 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 la anterior figura se observa un TIR del 15% cuando el VPN se hace cero.

**Figura 27. Cálculo grafico de la tasa interna de retorno**



Fuente autor

**4.2.3 Periodo de recuperación de la inversión (PRI).** Tiene por objetivo medir en cuanto tiempo se recupera la inversión, incluyendo el costo de capital. En este caso base, con financiación 0%. El periodo de recuperación es de 6 años, a partir del primer año que se obtiene 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 financiero. La rentabilidad esperada por la empresa se puede calcular mediante 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 siguiente ecuación muestra la forma de obtener la tasa esperada por la empresa.

$$r_{RE} = r_{LR} + \beta(r_{REM} - r_{LR})$$

Ecuación 3

Dónde:

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

$r_{LR}$  = Tasa libre de riesgo

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

B = Factor de riesgo

En este 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. A continuación se describen cada una de las columnas.

Inversiones en instalaciones de superficie. Son aquellas inversiones necesarias para poner en marcha el proyecto. Las inversiones se extienden por un periodo entre los años 1 y 3.

Inversiones en pozos de desarrollo. Son aquellas inversiones en los pozos, necesarios para poder producir e inyectar los caudales que demandan en las bases de diseño. Se estiman 11 pozos nuevos, además de los 3 pozos existentes, para poder producir los caudales de diseño de 20 MMm<sup>3</sup> /día. Las inversiones se realizan en el primer año del proyecto.

Crédito bancario. Es el capital que se solicita a los bancos como capital crediticio. Al recurrir a un préstamo bancario para financiar el proyecto, se debe entender que este será un pasivo en los estados financieros de la empresa que lleve a cabo la inversión, el cual tiene un efecto negativo con relación a los gastos del proyecto y positivo sobre los impuestos.

Costes operativos. Se ha predeterminado que donde tiene una incidencia bastante fuerte para el proyecto, es a partir del tercer año, para la puesta en marcha de las instalaciones. Los costes operativos estimados para este año son de 26,3 MM \$, estimando un incremento anual del 3% hasta el final de la vida del proyecto.

Venta de condensado. Se tiene un estimado del precio de ventas de 19,5 \$ por barril, con una producción en el primer año de 100.000 barriles y de 133.000 barriles para el segundo año. A partir del segundo año, la producción decrece un 10% anual.

Flujo de caja operativo neto. Son aquellos flujos de caja generados por las ventas de condensado y por el alquiler del yacimiento como almacén de gas, descontando los gastos de la operación.

Interés de la deuda. Representa el valor de los intereses que se deben pagar al banco por concepto del crédito concedido.

Amortización de capital. Este concepto indica el valor de la amortización acumulada de la deuda contraída con el banco. El coste financiero de la deuda del proyecto corresponde al pago de intereses de la parte de inversión financiada con préstamo. Como cualquier coste es deducible de impuestos y, en consecuencia, tiene un efecto tributario positivo que debe incluirse en el flujo de caja cuando se busca medir la rentabilidad de los recursos propios invertidos en el proyecto.

Interés y amortización. Representa el pago anual que se realiza al banco incluyendo intereses y amortización de capital.

Depreciación de los equipos. En esta columna se reflejan las depreciaciones (que en el caso del estudio es fija) de los equipos durante la vida del proyecto.

El efecto tributario. Es un efecto típico que influye sobre cualquier proyecto. Para este proyecto, se ha estimado una tasa de impuestos del 3.5% sobre la utilidad bruta. La pérdida anual del activo se define como depreciación y corresponde a la

pérdida del valor del activo fijo. El valor en libros del proyecto, a lo largo de la vida del mismo, es el coste del proyecto menos la depreciación. Dicho de otro modo, es lo que falta por depreciar. En nuestro caso, se ha depreciado el proyecto linealmente durante la vida del proyecto de 20 años. Para el cálculo del efecto de la amortización, a los flujos de caja operativos se descuenta la depreciación para calcular los flujos sometidos a impuestos. Las cantidades resultantes se consideran gastos que deberán ser descontados de los flujos de caja operativos.

Flujos de caja sometidos a impuestos. En esta columna se reflejan anualmente los flujos de caja operativos netos descontando el pago de intereses y la depreciación de los equipos.

Tasas a las ganancias. Se aplica un 35% a la columna de flujos de caja sometidos a impuestos.

Flujos de caja después de impuestos. En esta columna se reflejan las inversiones con signo negativo, los créditos de los bancos con signo positivo, los flujos netos operativos con signo positivo, los intereses y la amortización del crédito con signo negativo, y las tasas a las ganancias con signo negativo.

La tabla 30 muestra los datos supuestos de un análisis financiero de un proyecto con un costo total de 284 MM \$. Con crédito bancario de 60%, con un PVN de 124 MM\$ y un TIR del 27%, teniendo en cuenta que el precio del condensado es 19,5 US Dólares/ Bbl, los gastos de funcionamiento escalonado es del 3%, el capital de amortización es de 20 años, con crédito bancario 60% y el capital de la deuda es 170,4 MMUS.

**Tabla 30. Resultados de un análisis financiero para un proyecto de 284MM\$ y con crédito bancario del 60% del valor total, analizado en 20 años.**

Año	Capital facilidades de inversión	Inversión de capital pozos	Crédito al banco	Gastos de operación	Venta de condensado	Ingresos por almacenamiento del gas	Explotación neta	Interés de la deuda	Capital de amortización de la deuda	Capital acumulado de la deuda	Capital obtenido de intereses y amortizaciones	Capital de depreciación	Base de impuesto	Impuesto 35%	Flujo de caja libre de impuesto
1	60,2	60	170,4												50,2
2	109,1														-109
3	54,9														-55
4				26,3	2	60,1	35,8	11,9	12,3	12,3	24,3	11,2	12,7	4,4	7,1
5				27,1	2,6	80,5	56,0	11,1	13,2	25,5	24,3	11,3	33,6	11,8	20
6				27,9	3,3	100,1	75,5	10,1	14,1	39,6	24,3	11,9	53,5	18,7	32,5
7				28,7	4	120,2	95,5	9,2	15,1	54,6	24,3	13,3	73,0	25,5	45,8
8				29,6	4	120,2	94,6	8,1	16,2	70,9	24,3	14,9	71,6	25,1	45,2
9				30,5	4	120,2	93,7	7	17,3	88,2	24,3	14,9	71,8	25,1	44,3
10				31,4	3,6	120,2	92,4	5,8	18,5	106,7	24,3	14,9	71,7	25,1	43
11				32,3	3,2	120,2	91,1	4,5	19,8	126,5	24,3	14,9	71,7	25,1	41,5
12				33,3	2,8	120,2	89,7	3,1	21,2	147,7	24,3	14,9	71,7	25,1	40,3
13				34,3	2,4	120,2	88,3	1,6	22,7	170,4	24,3	14,9	71,8	25,1	38,8
14				35,3	2	120,2	86,9					14,9	72,0	25,2	61,6
15				36,4	1,6	120,2	85,4					14,9	70,5	24,7	60,7
16				37,5	1,2	120,2	83,9					14,9	69,0	24,2	59,7
17				38,6	0,2	120,2	81,8					14,9	66,9	23,4	58,3
18				39,8		120,2	80,4					14,9	65,5	22,9	57,4
19				41,0		120,2	79,2					14,9	64,3	22,5	56,7
20				42,2		120,2	78,0					14,9	63,1	22,1	55,9
21				43,5		120,2	76,7					14,9	61,8	21,6	55
22				44,8		120,2	75,4					14,9	60,5	21,2	54,2
23				46,1		120,2	74,1					14,9	59,2	20,7	53,3
24															
<b>TOTALES</b>	<b>224,2</b>	<b>60,0</b>	<b>170,4</b>	<b>706,7</b>	<b>36,9</b>	<b>2284,1</b>	<b>1614,3</b>	<b>72,4</b>	<b>170,4</b>	<b>842,4</b>	<b>243,0</b>	<b>286,1</b>	<b>1255,8</b>	<b>439,5</b>	<b>817,5</b>
													<b>VPN</b>		<b>126,4</b>
													12%		
													<b>TIR</b>		<b>27,72</b>

Fuente: autor

### 4.3 Analisis de sensibilidad

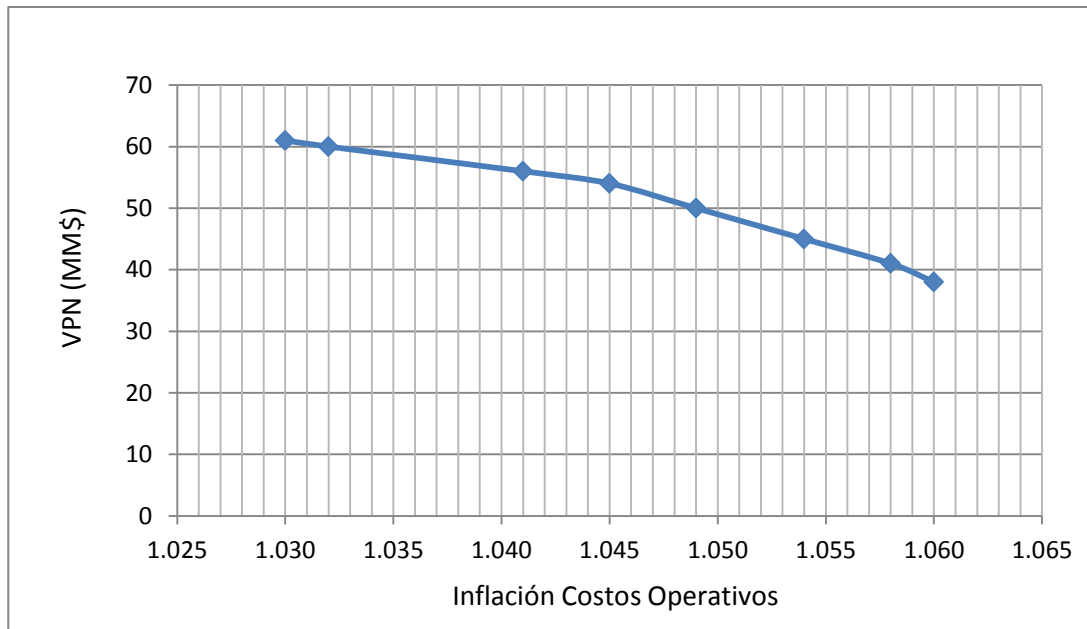
Los resultados que se obtiene al aplicar los criterios de evaluación no identifican exactamente la rentabilidad del proyecto, sino solamente los escenarios futuros posibles. Los cambios que, casi con certeza se producirán en las variables del entorno, harán que sea prácticamente imposible conseguir que 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 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, se describirá 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%.

**4.3.1 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 28 el VPN descendería de 60,2 MM\$ hasta los 40MM\$ 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.

**Figura 28. Análisis de Sensibilidades VPN/ Inflación Costos Operativos**

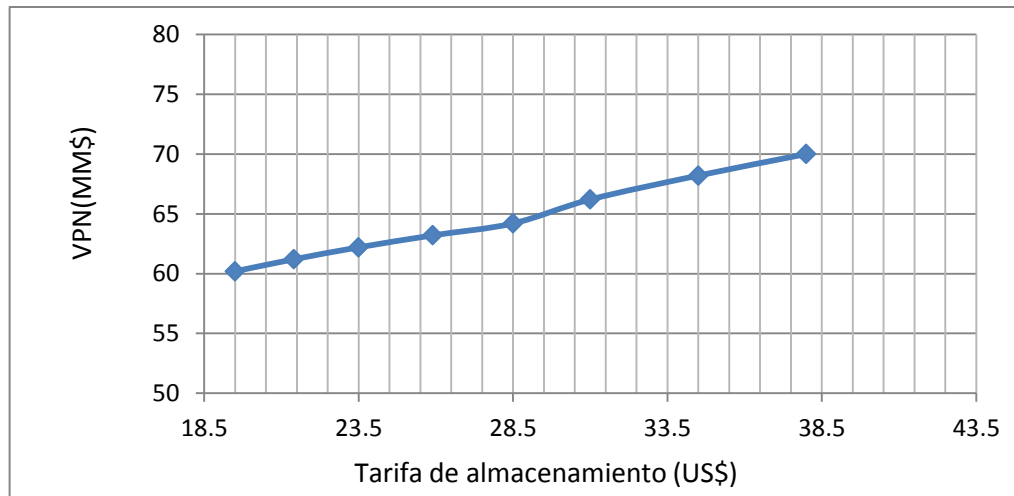


Fuente: autor

**4.3.2 Tarifa de almacenamiento.** La tarifa de almacenamiento mensual utilizada en el caso base es de 0,0045 dólares por cada metro cubico de almacenamiento contratado. En la figura 29 la tarifa mínima mensual 0,0036 U\$, 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 12% cuando la tasa de almacenamiento varía entre 0,0045\$y 0,0026\$ por metro cubico.

**4.3.3 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 30:

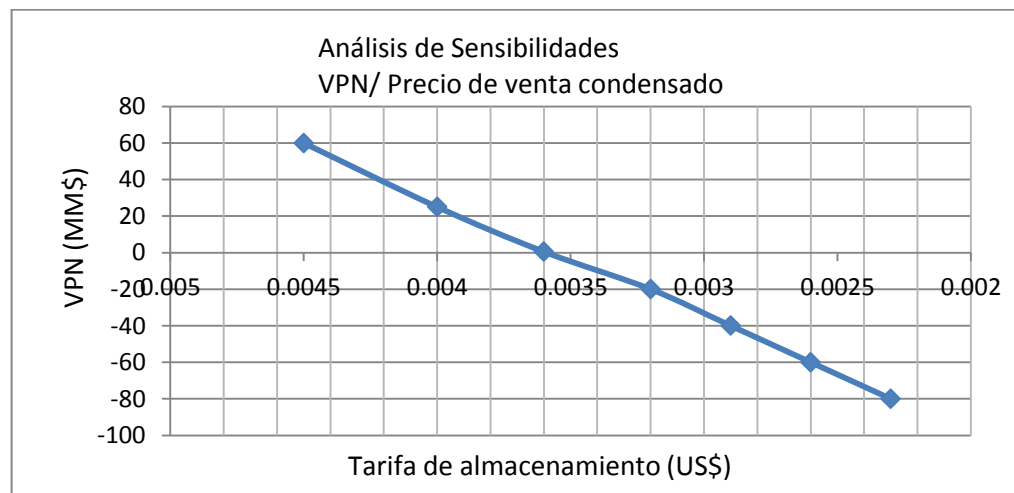
**Figura 29. Análisis de Sensibilidades VPN/ Tarifa de almacenamiento**



Fuente: autor

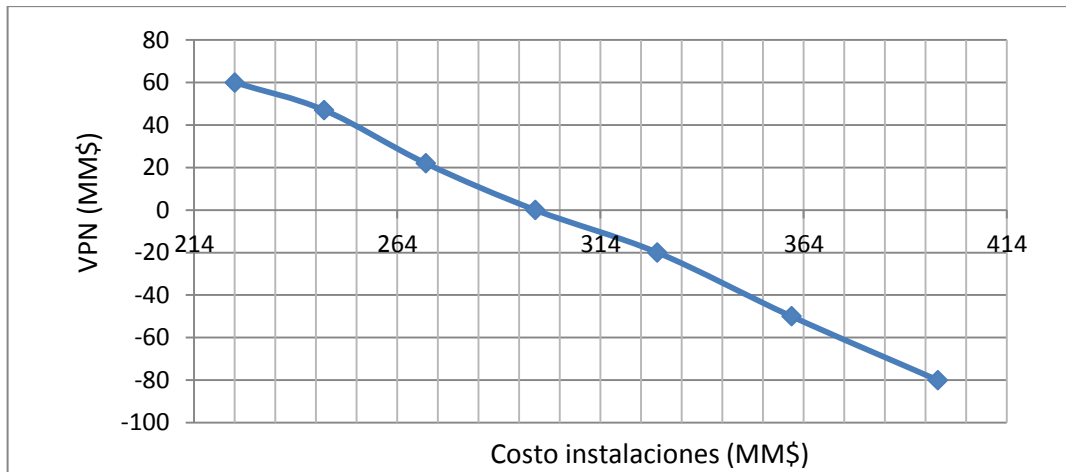
**4.3.4 Inversiones de desarrollo.** Es el caso base, las inversiones son de 224MM\$. En este caso, analizaremos el PVN y TIR para inversiones variables entre 224 y 397 MM\$. El VPN desciende de 60,2MM\$ para el caso base a 0MM\$ para inversiones de 298 MM\$. Es decir, para inversiones superiores a 298 MM\$ el proyecto dejaría de ser rentable, según Figura 31.

**Figura 30. Análisis de Sensibilidades VPN/ Precio de venta condensado**



Fuente: autor

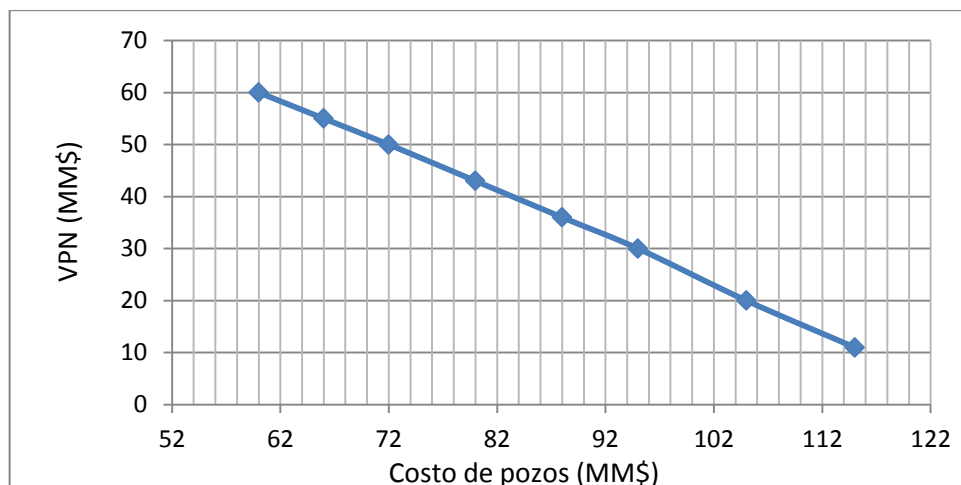
**Figura 31. Análisis de Sensibilidades VPN/ Costo de las instalaciones**



Fuente: autor

**4.3.5 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 60MM\$ 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 32. Análisis de Sensibilidades VPN/ Costo de los pozos**



Fuente : autor

Si el VPN varia 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 MMU\$, como ya se ha indicado anteriormente.

## CONCLUSIONES

- Las alternativas consideradas para incrementar el suministro de gas natural y fortalecer el sistema de oferta de gas colombiano, es con el fin de que permitirán resolver las dificultades de abastecimiento de gas natural. Se consideran diferentes escenarios de nueva oferta, tanto nacional como extranjera, buscando abarcar todas las posibilidades que conlleven a aumentar la disponibilidad de gas natural, entre estas: Reclasificación de reservas probables a probadas, Adición de reservas a partir de nuevos descubrimientos, Incorporación de gas no convencional, Importaciones gas natural de Venezuela, Importación de Gas Natural Licuado
- De los diferentes tipos de almacenamiento subterráneo existente, y de acuerdo a los criterios expuestos anteriormente para la selección de escenarios, no sería viable realizarlo en acuíferos por el desconocimiento de información a profundidades óptimas para el almacén y en domos salinos por su escasa existencia en el país y las profundidades someras. En resumen es viable la aplicación de la técnica de almacenamiento subterráneo de gas natural en yacimientos depletados y son los candidatos idóneos para ser convertidos a unidades de almacenamiento subterráneo de gas natural, ya que se encuentra con historial de producción, con una presión inicial, entre otras cantidades de datos que permiten una selección adecuada.
- Una evaluación técnica en un prospecto geológico, toma en cuenta la demanda creciente de gas natural; los datos históricos de producción del yacimiento, la estimación de los costes de los pozos de producción e inyección y el análisis económico de los costos de inversión.

- En el análisis financiero se deduce que 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% a 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.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio general para un futuro de almacenamiento subterráneo de gas natural, en los yacimientos de gas existentes en Colombia, ya que estos yacimientos a futuro se irán depletando, siendo entonces una opción de reservorio para el almacenamiento de gas en zonas de alto consumo y sería una buena opción para mantener reservas suficientes que cubran la demanda, cuando se presentes restricciones de consumo, los cuales pueden verse afectados por fenómenos climáticos como el del “Niño”.

## BIBLIOGRAFIA

- ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL. El gas natural en Colombia. Junio de 1999.
- DEANNE, J.; AFSANEH, M. The economics of natural gas. Published by Oxford.
- ECOGAS. Estudio de factibilidad técnico-económica para el almacenamiento subterráneo de gas en Colombia. Bogotá, 1999, p. 31.
- GENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE). Agencia Internacional de Energía: demanda global de gas aumentará 13,6% al 2016 [en línea]. En: América Economía, Sección Negocios & Industria, Petróleo y gas. 2011. Disponible en Internet: <URL:  
<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/agencia-internacional-de-energia-demanda-global-de-gas-aumentara-136-al-2016>>
- IFP – CEDIGAZ. Almacenamiento subterráneo de gas en el mundo. Una nueva era de expansión. 1995.
- KELLER INTERNATIONAL. Petróleo internacional: reseña y pronóstico, producción. Febrero de 2001.
- KONUKHIN, V.P. La utilización de los almacenamientos subterráneos ubicados en formaciones geológicas costeras durante el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas en la plataforma ártica de Rusia. 2009. Disponible en Internet:  
[URL:http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber-05-774desociety\\_code=SPE](http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber-05-774desociety_code=SPE)
- LUGO, Halder Romel. Metodología para la sección de yacimientos depletados de petróleo y/o gas como candidatos para desarrollar un

proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural. Monografía para obtener el título de Especialista en Ingeniería de gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2001. p. 25.

- LYANYANG, Zhan. Programa de seguridad geotécnica para las cavernas de almacenamiento subterráneo de gas [en línea]. 2010.. Disponible en Internet: [URL:http://www.onepetro.org/app/preview.do](http://www.onepetro.org/app/preview.do)
- PIPE LINE & GAS INDUSTRY. International Construction Report. November, 2000.
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Almacenamiento subterráneo de gas: Problemas debajo de la superficie 2011. Disponible en Internet: [URL:www.onepetro.org/mslib/app/preview.do?papernumber=000088491&societycode=SPE](http://www.onepetro.org/mslib/app/preview.do?papernumber=000088491&societycode=SPE)
- SOROUGH, M. Almacenamiento subterráneo de gas en el depósito de gas parcialmente agotado 2007]. Disponible en Internet: <URL: <http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber=2007-053&societycode=SPE>>
- TEK, Rasin. Natural gas underground storage, Inventory and deliverability. Pennwell.
- TEMITOPE, Mariam. El preferido de gas natural, opción de conservación: almacenamiento subterráneo de gas. Disponible en Internet: [URL:http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber=SPE\\_136984-MS&societycode=SPE](http://www.onepetro.org/mslib/app/review.do?papernumber=SPE_136984-MS&societycode=SPE)
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). La cadena del gas natural en Colombia. 2010.

- VICKERS, Stephen y otros. Proteger y a continuación inyectar, optimizado de fluidos con éxito, en la perforación de yacimientos agotados para almacenar Disponible en internet:

[URL:http://www.onepetro.org/mslib/app/previe.do?papernumber=SPE144798-MS&Societycode=SPE](http://www.onepetro.org/mslib/app/previe.do?papernumber=SPE144798-MS&Societycode=SPE)>