

**ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL COMO UN SISTEMA DE RESPALDO
PARA EL SUMINISTRO CONTINUO EN COLOMBIA**

ELKIN ALBERTO CASTRILLÓN JIMÉNEZ

**INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN GESTIÓN ENERGÉTICA INDUSTRIAL
MEDELLÍN**

2012

**ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL COMO UN SISTEMA DE RESPALDO
PARA EL SUMINISTRO CONTINUO EN COLOMBIA**

ELKIN ALBERTO CASTRILLÓN JIMÉNEZ

**Trabajo de tesis para optar al título de Magister en Gestión Energética
Industrial**

**Director
Msc. Carlos Alberto Acevedo Álvarez**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN GESTIÓN ENERGÉTICA INDUSTRIAL**

MEDELLÍN

2012

Nota de aceptación



Firma del Presidente del Jurado



Firma del Jurado

Firma del Jurado

Medellín, 01 de Febrero de 2013

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Ph.D (c) Carlos Alberto Acevedo, por los aportes metodológicos y técnicos, para la estructuración de este proyecto.

Al Instituto Tecnológico Metropolitano por formarme como investigador y académico.

A Dios por darme la oportunidad de realizar la maestría,
a mi esposa y mi hijo que siempre me acompañaron y animaron,
a los profesores por su apoyo incondicional,
a mis padres y hermanos que siempre me alentaron,
y a los amigos que contribuyeron en cada uno de mis progresos.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XVI
ABSTRACT.....	XVII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
3. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	4
4. HIPÓTESIS	8
5. OBJETIVOS	9
5.1 OBJETIVO GENERAL.....	9
5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
6. MARCO TEÓRICO.....	10
6.1 ESTADO DEL ARTE	10
6.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS AGOTADOS PARA ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.....	19
6.3 COMPOSICIÓN DEL GAS ALMACENADO Y PROPIEDADES DE GAS NATURAL EMPLEADAS EN VERIFICACIÓN DE INVENTARIO Y CÁLCULO DE CAPACIDAD DE ENTREGA.....	20
6.4 CONCEPTOS BÁSICOS Y ESENCIALES DEL FLUJO A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS	31
6.5 FLUJO EN ESTADO SEMIESTABLE EN YACIMIENTOS AGOTADOS PARA ALMACENAMIENTO DE GAS.....	42
7. METODOLOGÍA.....	48
7.1 DETERMINAR CAPACIDADES PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO EN YACIMIENTOS AGOTADOS.....	48
7.2 DEFINIR COSTOS INVOLUCRADOS PARA LA IMPLEMENTACION DE ACUERDO AL TIPO Y CAPACIDAD.....	48
7.3 NORMATIVIDAD EXISTENTE EN EL EXTERIOR Y EN COLOMBIA	49
7.4 DIAGNOSTICAR LAS RESERVAS PROBADAS Y LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	52

7.5	DIAGNOSTICAR LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA POR ZONAS Y LAS PROYECCIONES DE DEMANDA.....	61
7.6	DIAGNOSTICAR LAS UBICACIONES GEOGRÁFICAS EN COLOMBIA PARA SU IMPLEMENTACIÓN.....	75
8.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	85
8.1	DEFINIR COMPONENTES PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DEL ALMACENAMIENTO EN UN YACIMIENTO AGOTADO	85
8.2	DEFINIR COMPONENTES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ALMACENAMIENTO EN UN YACIMIENTO AGOTADO.....	90
8.3	PROCEDIMIENTO PARA MODELAR LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA GESTIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN UN YACIMIENTO AGOTADO DE CRUDO O GAS EN EL CONTEXTO COLOMBIANO.....	92
8.4	SOFTWARE SUGERIDO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DEL YACIMIENTO AGOTADO A SIMULAR PARA DETERMINAR SU COMPORTAMIENTO COMO ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL.....	98
8.5	DESARROLLO DE LA TARIFA PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL POR PARTE DE LOS MINISTERIOS DE ENERGÍA.....	101
8.6	VERIFICACIÓN DE INVENTARIO DE GAS NATURAL ALMACENADO....	108
9.	CONCLUSIONES.....	118
10.	SUGERENCIAS PARA FUTUROS TRABAJOS	121
11.	REFERENCIAS.....	122
	ANEXO 1. Normatividad en Colombia para la cadena del gas natural	128

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cantidad de instalaciones domiciliarias (residencial) de gas natural en Colombia por regiones desde el año 2007 hasta el 2011	5
Tabla 2. Distribución de volúmenes de gas de trabajo por tipo de almacenamiento en el mundo	11
Tabla 3. Aspectos económicos de las unidades de almacenamiento subterráneo	17
Tabla 4. Composiciones típicas del gas nativo y gas de almacenamiento	21
Tabla 5. Calidad del gas natural comercializados en Colombia.....	21
Tabla 6. Costo desarrollo de almacenamientos subterráneos de gas natural	48
Tabla 7. Factores de diseño físicos y económicos para una facilidad de almacenamiento típica en EEUU	49
Tabla 8. Reservas probadas de gas comercial en Colombia	53
Tabla 9. Reservas probadas de gas comercial desde 1992 hasta el 2011 de acuerdo al tipo de contrato en Colombia	53
Tabla 10. Descubrimientos de gas en el año 2010 y 2011 en Colombia	56
Tabla 11. Cuencas con mayor prospectiva para gas natural en el 2011 en Colombia.....	56
Tabla 12. Producción de Gas Natural en Colombia	57
Tabla 13. Producción de gas natural desde 1998 hasta el 2011 de acuerdo a los campos de producción en Colombia.....	58
Tabla 14. Campos de producción de gas natural agrupados por zonas en Colombia.....	60
Tabla 15. Consumo de Gas Natural en Colombia.....	62
Tabla 16. Demanda de Gas Natural en Colombia en MPCD desde 2007 hasta el 2011	67
Tabla 17. Cobertura de gas natural en Colombia por sectores consumidores a diciembre del año 2011.....	68
Tabla 18. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2010 al año 2031 en MPCD. Escenario bajo	71

Tabla 19. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario medio	72
Tabla 20. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario Alto	74
Tabla 21. Las composiciones típicas de los fluidos de yacimientos diferentes	81
Tabla 22. Especificaciones de calidad del gas natural en Colombia.....	90

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Demanda de Gas Natural en Colombia por consumidores.....	5
Figura 2. Yacimientos agotados como almacenes de gas.....	12
Figura 3. Acuíferos adecuados como almacenes de gas por país.....	13
Figura 4. Cavernas de sal usadas como almacén de gas natural por país.....	14
Figura 5. Viscosidad del gas a una gravedad de 0.6	23
Figura 6. Coeficiente de Joule – Thomson para el gas natural (T = 120°F).....	24
Figura 7. Conductividad térmica de gases a presión atmosférica.....	26
Figura 8. Relación de la conductividad térmica versus temperatura reducida	27
Figura 9. Capacidad de calor de gases a 1 atmosfera, C_p° , como una función de la temperatura.....	29
Figura 10. Corrección de la presión isotérmica, $C_p - C_p^\circ$, para la capacidad de calor molar de gases, como una función de la temperatura	30
Figura 11. Diferencia de capacidad de calor generalizada	31
Figura 12. Elemento de volumen en el flujo a través de medio poroso.....	34
Figura 13. Modelo básico para flujo radial	43
Figura 14. Concepto de frontera extendida.....	43
Figura 15. Reservas totales y probadas de gas comercial desde 2007 hasta el 2011 en Colombia en Tera Pies Cúbicos.....	54
Figura 16. Distribución de las reservas de gas natural al 2011 en Colombia	55
Figura 17. Producción de gas natural desde 2000 hasta el 2010 de acuerdo a los campos de producción en Colombia.....	59
Figura 18. Participación en porcentaje de las zonas de producción de gas natural en Colombia.....	61
Figura 19. Consumo de gas natural sector de la Costa Atlántica en Colombia	62
Figura 20. Consumo de gas natural sector del interior del país en Colombia	63
Figura 21. Consumo de gas natural del total del país en Colombia.....	63
Figura 22. Participación de la demanda de gas natural en Colombia por consumidores durante el fenómeno climatológico del Niño	64

Figura 23. Consumo de gas natural del total del país en Colombia por los diferentes consumidores en % y MPCD	65
Figura 24. Distribución de las instalaciones de gas natural residencial en Colombia por zonas durante el último año.....	67
Figura 25. Potencial de Producción de gas natural (MPCD) en Colombia.....	70
Figura 26. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario bajo	71
Figura 27. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario medio	73
Figura 28. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario Alto	74
Figura 29. Clasificación de las cuencas sedimentarias de Colombia.....	78
Figura 30. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia.....	79
Figura 31. Cobertura geográfica del servicio gas natural año 2009.....	80
Figura 32. La histéresis desempeño de yacimiento volumen constante, sin pérdidas, dato presión equilibrada	109
Figura 33. La histéresis desempeño de yacimiento volumen constante, dato presión equilibrada, pérdida una sola vez.....	110
Figura 34. La histéresis desempeño de yacimiento volumen constante, dato presión equilibrada, menor pero pérdidas continuas por filtración	111
Figura 35. La histéresis desempeño de yacimiento almacenamiento, impulsión por agua limitado, disminución del volumen de poros debido a la invasión por agua en el tiempo de la primera inyección con gas natural	111

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo 1. Normatividad en Colombia para la cadena del gas natural.....	128
---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS

A: Área de sección transversal, en ft².
Aa_{n-1}: Amortización acumulada hasta el año n-1.
AGP: Precio promedio del gas natural.
A_n: Retribución por amortización anual de la inversión.
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
atm: presión en atmosferas.
b: pendiente de la recta en función del medio poroso particular.
BPCD: Billones de pies cúbicos por día.
CA: Costo de adquisición.
CAA: Costo anual del almacenamiento.
CAPA: Costo de adquisición de pozo abandonado.
CAYA: Costo anual del yacimiento almacén.
CCGR: Costo de compra del gas recuperable.
CCOMP: Costo de las estaciones compresoras.
CD: Costo de desarrollo.
CEM: Costos estaciones de medición.
CG: Costos de gestión.
CGC: Costo de gas colchón.
Cl_n: Costo inversión en el año n.
CIEBP: Costo de instalación de estructuras en boca de pozo.
CIIT: Costo de inversión inicial total.
CISR: Costo de instalación del sistema de recolección.
CL: Costos laborales.
CM: Costos de mantenimiento.
COA: Costo operativo anual.
COM_n: Costos de operación y mantenimiento en el año.
COMF_n: Costos de operación y mantenimiento fijos en el año.
COMV_n: Costos de operación y mantenimiento variables en el año.
CP: Costo de perforación.
CRG: Costo de recolección de gas.
CT: Costos gasoductos.
CTA: Costo total del Almacenamiento.
CTG: Capacidad total de gas en el yacimiento.
CVE: Valor unitario del costo variable de operación y mantenimiento de extracción.
CVI: Valor unitario del costo variable de operación y mantenimiento de inyección.
 $\frac{dp}{dL}$: Gradiente de presión, en $\frac{\text{psi}}{\text{ft}}$.
EPIS: Sistema de información de producción y exploración.
g: la aceleración de la gravedad.
GE_n: Gas extraído en el año n.
GI_n: Gas inyectado en el año n.
I: Inventario de gas en el almacenamiento subterráneo.

IA: Índice de actualización.
 IB: Ingreso bruto.
 INAF: Ingreso neto años siguientes de operación.
 IPC: Variación anual del índice de precios al consumo.
 IPRI: Variación anual del índice de precios industriales.
 ISS: Servicio del almacenamiento interrumpible.
 k: la permeabilidad del medio poroso, en miliDarcys.
 K_g : permeabilidad para gas.
 k_L : permeabilidad para gas a presión infinita (que debe ser igual a la permeabilidad para líquido).
 M: peso molecular, en $\frac{\text{lb-masa}}{\text{lb-mole}}$.
 MMBTU: millón de unidades térmicas británica.
 MMcf: Millones de pies cúbicos.
 MMcfd: Millones de pies cúbicos por día.
 Mpcd: millones de pies cúbicos por día.
 Mpcdc: millones de pies cúbicos por día calendario.
 NGP: Precio del gas natural.
 OE: Obligación del estado.
 p: presión.
 psfa: presión en libras por pie cuadrado absolutas.
 p_r : la presión pseudo-reducida, adimensional.
 p_c : presión pseudo-crítica, en psia.
 q: Tasa de flujo volumétrico $\frac{\text{ft}^3}{\text{día}}$ en el punto de porosidad media donde el gradiente es $\frac{dp}{dL}$.
 R: constante de los gases en $\frac{\text{ft}\cdot\text{lb}_f}{\text{lb-mole}\cdot^\circ\text{R}}$.
 R_n : Retribución para el año n.
 RF_n : Retribución financiera en el año n de la inversión.
 scf: pies cúbicos estándar.
 t: la variable tiempo.
 T: temperatura absoluta, en °R absoluto.
 T_r : la temperatura pseudo-reducida, adimensional.
 T_c : temperatura pseudo-crítica, °R abs.
 TIR: Tasa interna de retorno.
 Tr: Tasa financiera de retribución.
 u_x : velocidad superficial en la dirección x.
 u_y : velocidad superficial en la dirección y.
 u_z : velocidad superficial en la dirección z.
 VI: Valor reconocido de la inversión.
 VNI_n : Valor neto de la inversión en el año n.
 VP: Valor presente.
 VPN: Valor presente neto.
 VU: Vida útil.

WG: Capacidad de gas de trabajo.

Z: factor de compresibilidad, en función de la temperatura reducida T_r y la presión reducida p_r , adimensional.

ρ : densidad del gas, en $\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3}$.

Φ : el potencial de conducción.

μ : la viscosidad del gas o petróleo, en cPo.

GLOSARIO

CAPACIDAD: es el máximo volumen de gas que puede ser almacenado en una facilidad de acuerdo con su diseño. La capacidad de almacenamiento de gas es la suma del gas de trabajo más el gas base.

GAS BASE (*cushion gas*): La cantidad mínima de gas que la formación necesita para operar; en otras palabras, es la cantidad de gas que permite la presión necesaria para producir el total de gas de trabajo. Comúnmente se le llama también como gas colchón.

GAS DE TRABAJO (*working gas*): se refiere a la capacidad total menos el gas base.

TASA DE INYECCIÓN (llenado): Tasa a la cual el gas debe ser inyectado en la formación de acuerdo con consideraciones de diseño y operación.

TASAS DE PRODUCCIÓN (vaciado): tasas a la cuales el gas será producido de acuerdo a los volúmenes y tiempos de demanda requeridos.

CICLOS: El número de veces que el volumen de gas de trabajo puede ser inyectado y producido en un año.

POROSIDAD: es volumen de poros (espacio vacío) de una roca dividida por el volumen total de la roca. Este es expresado en porcentaje y se denota por ϕ .

PERMEABILIDAD: La permeabilidad absoluta es una propiedad intrínseca del medio poroso que expresa la capacidad que tiene el medio de permitir el flujo a su través cuando está saturado 100 % de una sola fase, expresado comúnmente en unidades Darcy.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z: Factor de desviación del gas, es la relación entre el volumen realmente ocupado por un gas a una presión y temperatura dada sobre el volumen que ocuparía ese mismo gas a la misma presión y temperatura si este se comportara como un gas ideal.

RESUMEN

El proyecto consiste en desarrollar un procedimiento para estudiar la pre-factibilidad técnica, económica y ambiental del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado como un sistema de respaldo para el suministro continuo en Colombia que permita garantizar el abastecimiento de gas natural a los usuarios ante eventuales fallas, operaciones de mantenimiento o interrupciones inesperadas en los suministros.

Se definieron los aspectos técnicos y condiciones de operación de un yacimiento agotado de crudo o gas para el almacenamiento de gas natural y se establecieron los componentes necesarios para modelar la viabilidad técnica y económica para la futura gestión de la implementación del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado de crudo en el contexto colombiano.

La metodología del trabajo consistió en analizar la información existente de fuentes confiables en países donde se ha implementado esta alternativa y de resultados de otras investigaciones para proceder a depurar la información requerida y así desarrollar un procedimiento con los pasos sugeridos para el estudio de la viabilidad de la opción con yacimientos agotados como unidades de almacenamiento de gas natural para Colombia esperando impactos en los contextos industrial, económico, ambiental, sector transporte y seguridad energética nacional.

El costo del estudio fue de 10 millones de pesos colombianos y esta propuesta está adscrita a la Maestría en Gestión Energética Industrial del INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO – ITM.

Palabras clave: almacenamiento de gas natural, facilidades para hidrocarburos, almacenamiento subterráneo, costos, inversión, ingresos, economía.

ABSTRACT

The project is to develop a procedure for pre-feasibility study technical, economic and environmental aspects of natural gas storage in a depleted reservoir as a backup system for continuous supply in Colombia that will guarantee the supply of natural gas to users any failure, maintenance or unexpected interruptions in supplies.

We defined the technical and operating conditions of a depleted reservoir of oil or gas to natural gas storage and set up the necessary components to model the technical and economic viability for the future management of the implementation of natural gas storage in as depleted oil in the Colombian context.

The methodology of the study was to analyze existing information from reliable sources in countries where this alternative has been implemented and results of other investigations to proceed to refine the information required and develop a procedure with the steps suggested for studying the feasibility of the option depleted as storage of natural gas to Colombia waiting contexts impacts on the industrial, economic, environmental, transport sector and national energy security.

The cost of the study was 10 million Colombian pesos and this proposal is attached to the Master of Industrial Energy Management of INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO - ITM.

Keywords: natural gas storage, facilities for hydrocarbons, underground storage, costs, investment, revenue, economics.

1. INTRODUCCIÓN

Los yacimientos agotados de petróleo o gas natural son una alternativa para aplicar en la cadena del gas natural. Esta tecnología de almacenamiento subterráneo entrega una mayor confiabilidad en el suministro permanente de gas natural, un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos en épocas de altos precios del combustible y ofrece un respaldo en caso de mantenimiento programado por parte de alguno de los integrantes de la cadena del gas natural.

Un proyecto de almacenamiento de gas natural en depósitos subterráneos a partir de yacimientos agotados en Colombia; puede traer muchos beneficios, pero no se dispone de estudios que estimen la factibilidad para ser desarrollados a mediano y largo plazo.

El proyecto de investigación ejecutado tiene como objetivo principal; desarrollar un procedimiento para estudiar la pre-factibilidad técnica, económica y ambiental del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado como un sistema de respaldo para el suministro continuo en Colombia, definiendo los posibles escenarios bajo los cuales los almacenamientos de gas natural en yacimientos agotados de hidrocarburos se usarían en la cadena del gas natural en Colombia en los próximos años. Se definirán las condiciones técnicas y económicas; bajo las cuales se desarrollaría la implementación de las unidades de almacenamiento subterráneas de gas natural en Colombia.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las reservas actuales probadas de gas natural en el mundo son 7360,9 trillones de pies cúbicos (TCF: *trillion cubic feet*) (BP, 2012), el consumo es de 113,82 TCF en el año 2011 (BP, 2012) y la relación reservas / producción es de 63,6 años (BP, 2012), la capacidad en almacenes subterráneos es de 11809 billones de pies cúbicos (BCF: *billion cubic feet*) (ENAGAS, 2010). De las reservas probadas la gran mayoría están en Rusia y el Medio Oriente lejos de las áreas de demanda lo que implica la necesidad de medios de transporte y/o almacenamiento de gas para satisfacer el suministro continuo de las potenciales demandas en las regiones consumidoras.

La demanda por gas natural en el mundo proviene de tres principales mercados: el sector domiciliario, el sector industrial y el sector de generación de electricidad. Esto implica para las compañías distribuidoras de gas natural, generar planes alternos que permitan disponer de gas natural para suplir los máximos consumos, picos de demanda y suministros adicionales de gas por eventuales fallas en los suministros o cortes inesperados y efectos climáticos. Uno de estos planes consiste en el uso de unidades de almacenamiento de gas en superficie o subterráneos de gran capacidad para satisfacer las demandas del mercado cerca a los grandes centros de consumo del combustible.

Para el caso colombiano, las reservas actuales probadas de gas natural son 5,8 TCF, el consumo es de 317,83 BCF en el año 2011 y la relación reservas/producción es de 14,9 años (BP, 2012), el suministro de gas natural al sistema nacional de gasoductos de Colombia proviene principalmente de la Guajira con un 56 % y de Cusiana – Cupiagua con un 28% (Cadena, Herrera & González, 2012) siendo los dos ramales principales que abastecen el país (la costa Atlántica y el centro del país) y con un consumo incrementándose por la mayor acogida en los últimos años del plan de masificación del gas natural.

Se hace necesario entonces dadas las reservas actuales probadas y las demandas de consumo del país tener un sistema de respaldo a través de unidades de almacenamiento de gas subterráneo ubicados estratégicamente en regiones de fácil acceso que permitan disponer del gas natural para garantizar el flujo continuo en situaciones de fallas o interrupciones inesperadas en el sistema de gasoductos nacionales. El gobierno nacional solamente fijo el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta del gas natural o situaciones de grave emergencia (COLOMBIA. MME, 2005) y (COLOMBIA. EL CONGRESO, 1994) y actualmente a través del Decreto No. 2100 del 15 de junio de 2011 en su capítulo II, Artículo 19: Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos nos dice que “En un plazo no superior a un (1) año, el MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos

de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público”.

En el año 2012 se llevaron a cabo tres estudios importantes: i) Estudio de Fedesarrollo, patrocinado por algunas generadoras térmicas del país e inversionistas del sector y realizado por Fernando Barrera Rey, ii) Estudio de la CREG y realizado por SNC-Lavalin Itansuca y Freyre & Asociados y iii) Estudio dirigido por DNP - Minminas y realizado por Unión Temporal Consultores Independientes, los cuales concluyeron de la necesidad de la construcción de plantas de LNG en las costas colombianas (PROMIGAS, 2012). Con base a los estudios anteriores la CREG dictó la Resolución CREG 054 de 2012 (Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural) en particular para el abastecimiento con plantas de regasificación LNG y para proyectos posteriores por fuera del periodo de transición dice que se realizará en enero de 2013 (CREG, 2012).

Existe dos alternativas las cuales son: la regasificación a partir de la importación GNL (gas natural licuado) en barcos metaneros, siendo a precios superiores correspondientes al mercado nacional o de la importación desde Venezuela a través de gasoductos a partir del 2012 de acuerdo con el contrato firmado entre PDVSA y ECOPETROL aunque las importaciones desde Venezuela no están aún garantizadas pero pueden ocurrir durante la década.

3. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

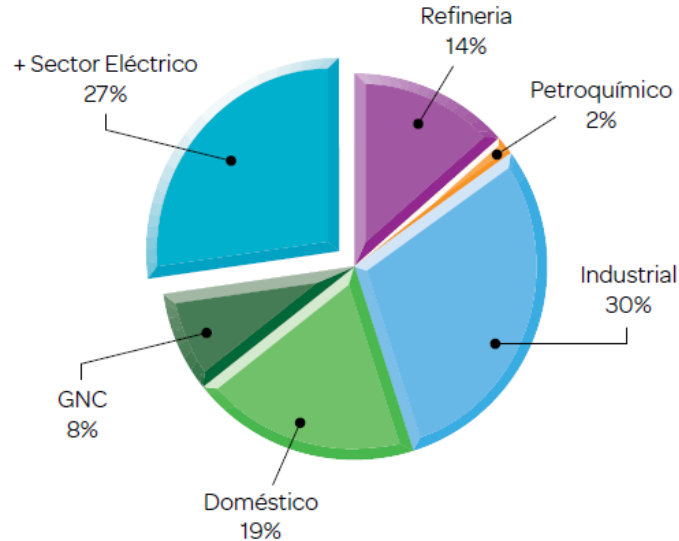
El gas natural en Colombia es uno de los recursos energéticos más importantes en el desarrollo de la economía nacional, desde 1990 se ejecuta el Plan de Masificación del Gas como alternativa para reemplazar los combustibles tradicionales logrando cambios en la estructura del consumo energético siendo la segunda con un consumo del 16 % al igual que hidroenergía y después del consumo de petróleos y derivados con un 46 %, además de generar mejores condiciones para la calidad de vida de los ciudadanos, sector industrial más competitivo, desarrollo del sector transporte, entre otros (Zamora, 2011).

Actualmente el balance de oferta y demanda de gas natural en el corto plazo es aceptable pero a mediano y largo plazo existe incertidumbre en cuanto al abastecimiento y su disponibilidad de producción en firme para ofertar. El mercado del gas natural colombiano se caracteriza por tener para cada campo de gas un solo productor asociado y para cada uno de los gasoductos zonificados un solo transportador aparte que en las ciudades nos encontramos con un solo distribuidor-comercializador de gas natural. El precio del gas natural de la Guajira es regulado por el MME para evitar desmejoramientos a los consumidores residenciales de los 6.121.312 usuarios de los cuales el 85 % son de los estratos 1, 2 y 3.

La producción nacional de gas ocurre principalmente en la Costa Caribe y los Llanos Orientales. La Guajira (campos de Ballena - Chuchupa) y Casanare (campo Cusiana - Cupiagua), agrupan el 47% de las reservas probadas de gas en Colombia y el volumen de producción de estos dos campos representó el 84 % del total nacional para el año 2012. La situación actual de estos campos es muy distinta, ya que en La Guajira no se espera realizar mayores descubrimientos y reclasificaciones de reservas, mientras que en campos como Cusiana LTOII y Gibraltar ya están interconectados al gasoducto desde el 2011 (Gutiérrez, 2011) y el campo Cupiagua en el 2012 (Gutiérrez, 2012). Los otros campos existentes se encuentran repartidos a lo largo del territorio nacional pero su producción es muy reducida y no representa un porcentaje significativo del total nacional.

En cuanto a la demanda de gas en Colombia, ésta compuesta por los sectores eléctrico, industrial, doméstico, refinería, Gas Natural Vehicular (GNC) y petroquímico. El mayor sector demandante de gas en Colombia es el industrial, el cual consume el 30 % del total nacional, tal como lo evidencia la Figura 1. Dentro de los componentes de la demanda, se destaca la relacionada con el sector doméstico por su crecimiento en cobertura durante la última década, al pasar de 4.492.005 usuarios en 2007 a 6.121.312 en 2011 como se aprecia en la Tabla 1, este crecimiento se produce porque el precio del gas se encuentra entre los más bajos del mercado de energía primaria y es la justificación por la cual su demanda entre los hogares colombianos ha crecido exponencialmente frente a fuentes de energía convencionales.

Figura 1. Demanda de Gas Natural en Colombia por consumidores



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

En años anteriores, la amplia capacidad de producción del campo Guajira ha permitido satisfacer la demanda nacional y sus excedentes de producción se han exportado hacia Venezuela. Para el año 2011, el complejo de campos de gas de La Guajira produjo conjuntamente 637 MPCD, lo que representó un 62 % de la oferta total nacional.

Tabla 1. Cantidad de instalaciones domiciliarias (residencial) de gas natural en Colombia por regiones desde el año 2007 hasta el 2011

Regiones	2007	2008	2009	2010	2011
Guajira	55.776	60.325	64.919	69.451	74.169
Atlántico - Magdalena	496.901	526.050	553.615	565.884	597.401
Bolívar - Córdoba - Sucre	407.840	434.910	452.798	479.395	513.550
Cesar	92.509	102.325	109.792	116.775	129.433
Santander	262.905	275.639	286.894	296.216	306.300
Huila - Tolima - Caquetá	264.324	288.819	323.402	341.725	372.842
Norte de Santander	65.875	67.061	71.542	83.064	95.607
Casanare - Meta - Guaviare	127.251	142.586	154.820	168.446	184.231
Cundinamarca - Boyacá	1.604.869	1.711.948	1.812.571	1.908.518	2.018.689
Valle del Cauca - Cauca	565.233	616.904	662.457	743.978	811.973
Eje Cafetero	232.183	271.523	299.121	328.724	360.621
Antioquia	316.339	433.948	501.398	559.022	656.496
Total País	4.492.005	4.932.038	5.293.329	5.661.198	6.121.312

Cundinamarca: Incluye Bogotá D.C.

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

Actualmente existen posibilidades de descubrimientos costa afuera en particular en la cuenca Caribe pero la disposición de su producción no sería inmediata y el futuro del gas natural en Colombia debe apoyarse en realidades dado que las reservas actuales probadas de gas natural son 5,8 TCF y el consumo es de 317,83 BCF en el año 2011 y la relación reservas/producción es de 14,9 años (BP, 2012), si no hay nuevos descubrimientos se tiene que pensar en las importaciones que pueden ser como primera instancia aprovechando el gasoducto Colombo-Venezolano pero Venezuela debería desarrollar sus pozos gasíferos en el oriente, en segunda instancia esta la opción tecnológica a partir de cinco posibilidades como son:

- Instalación de un proyecto de regasificación importando gas natural licuado (GNL) en el corto plazo.
- Importación de gas natural comprimido (GNC) en barcazas desde surtidores cercanos como es el caso de Trinidad, también en el corto plazo.
- Almacenamiento de gas natural para la infraestructura elegida (GNL o GNC) y poder implementar la confiabilidad en el suministro interno y favorecerse durante las importaciones para poder comprar cuando se tengan precios de compra aceptables en el mercado en el corto plazo.
- Desarrollo de proyectos de gas no convencional como son el gas *shales* donde Ecopetrol adelanta una iniciativa de comprobación de potencial en 2 pozos estratigráficos en el Valle Medio del Magdalena (Gutiérrez, 2011), gas asociado a los mantos carboníferos (CBM) e Hidratos de Metano (Gutiérrez, 2011) pero con la limitante de que son a largo plazo y tecnología de extracción más moderna.

Hoy en día se sigue impulsando el uso del gas natural en proyectos de gas natural vehicular, gasoductos virtuales con transporte por carretera de gas comprimido a una presión de 3000 psi desde una estación madre y es llevado a poblaciones lejanas donde no llegan los gasoductos, al llegar se desacoplan los módulos con el gas de los camiones transportadores y se descomprime para su distribución dentro del programa Gas Sin Fronteras con el apoyo del Fondo Especial de Cuota de Fomento del MME y en lo ambiental ha contribuido a sustituir otros combustibles más contaminantes en los sectores industrial y vehicular.

En el mediano y largo plazo los escenarios de proyección de demanda muestran que el reto principal en la cadena del gas natural es garantizar el abastecimiento, suministro y confiabilidad sin interrupción a los consumidores ante la proyección de disminución de reservas de gas. Evitar una escasez de gas natural o desabastecimiento está en manos del gobierno nacional quien debe crear algo similar al Cargo por Confiabilidad (CxC) del sector eléctrico en el sector gas natural para estimular a los particulares en la participación con proyectos para

viabilizar la implementación de almacenamientos subterráneos de gas natural en yacimientos agotados y la compra de gas natural a través de gasoductos como es el caso con Venezuela y / o la implementación del proyecto de importación de GNL o GNC. Este estudio tiene como objetivo principal; desarrollar un procedimiento para estudiar la pre-factibilidad técnica, económica y ambiental del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado como un sistema de respaldo para el suministro continuo en Colombia, definiendo los posibles escenarios bajo los cuales los almacenamientos de gas natural en yacimientos agotados de hidrocarburos se usarían en la cadena del gas natural en Colombia en los años próximos.

4. HIPÓTESIS

La viabilidad de las unidades de almacenamiento de gas natural para Colombia depende de la ubicación geográfica de los actuales y futuros consumidores del gas natural con sus proyecciones de demanda.

5. OBJETIVOS

5.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un procedimiento para estudiar la pre-factibilidad técnica, económica y ambiental del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado como un sistema de respaldo para el suministro continuo en Colombia.

5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir aspectos técnicos y condiciones de operación de un yacimiento agotado de crudo o gas para el almacenamiento de gas natural.
- Definir reservas, producción, demanda de gas natural y ubicación geográfica de posibles yacimientos agotados de crudo o gas en Colombia.
- Establecer los componentes necesarios para modelar la viabilidad técnica y económica para la futura gestión de la implementación del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado de crudo o gas en el contexto colombiano.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 ESTADO DEL ARTE

6.1.1 Antecedentes del almacenamiento de gas natural. Los inicios del almacenamiento de gas natural en el mundo ocurrieron a gran escala (grandes capacidades de almacenamiento manejadas por productores, transportadores y distribuidores).

6.1.1.1 Almacenamiento subterráneo de gas natural. Las diferentes formaciones geológicas adecuadas para almacenar gas han sido desarrolladas cerca de las grandes regiones consumidoras de gas natural básicamente para reducir costos y reducir la necesidad de mayores infraestructuras en gasoductos (diámetros mayores), suplir los picos de demanda, garantizar consumos adicionales por los efectos climáticos, suplir eventuales fallas o daños en los gasoductos.

El almacenamiento de gas bajo tierra se originó a partir de 1915 cuando los yacimientos agotados (yacimientos de petróleo o gas donde la producción no es económicamente viable) estuvieron disponibles principalmente en Ontario (Canadá) (FERC, 2004) y 1916 en el Campo Zoar al sur de Búfalo, New York el cual continua hoy en operación (Estados Unidos) (Fritz *et al.*, 2002), 1964 en Italia, 1968 en Austria y, posteriormente en 1946 fue adecuado el primer acuífero (yacimientos de agua) en Kentucky (EEUU), 1954 en Alemania, 1956 en Francia, 1965 en Checoslovaquia y para el año de 1961 estaría en funcionamiento el primer domo de sal en Michigan (EEUU), 1963 en Canadá, 1964 en USSR, 1970 en Francia, 1971 en Alemania y el Reino Unido.

Cada tipo de almacenamiento tiene sus propias características físicas tales como porosidad, permeabilidad y capacidad de trampas de retención, y económicas como el sitio, costos de adecuación de la facilidad, mantenimiento, tasas de inyección y de producción, número de ciclos por año. Normalmente los yacimientos agotados son los primeros elegidos, debido al conocimiento que se tiene de la estructura geológica y fluidos almacenados en la misma, así como las facilidades disponibles en superficie para el transporte y manejo de fluidos. En segunda instancia están los acuíferos, consecutivamente las cavernas de sal y por último algunas minas abandonadas específicamente EEUU en el año 1963, Bélgica, Alemania y Francia con una respectivamente, han sido usadas como unidades de almacenamiento subterráneas de gas natural (IHRDC, 2008). La Tabla 2. muestra la distribución de gas de trabajo por tipo de almacenamiento usados en el mundo. Allí se puede observar que alrededor del 81 % del gas de trabajo usado como soporte de los sistemas de gasoductos en el mundo corresponden a yacimientos agotados, un 14,5 % corresponde a acuíferos debido

a su cercanía en términos geológicos a los yacimientos agotados. El gas de trabajo proveniente de cavernas de sal corresponden a un 3,9 % del total caracterizadas por altas tasas de producción y al mayor número de ciclos por año cuando es comparado con las otras alternativas, finalmente un 0,02 % corresponden a minas abandonadas.

Tabla 2. Distribución de volúmenes de gas de trabajo por tipo de almacenamiento en el mundo

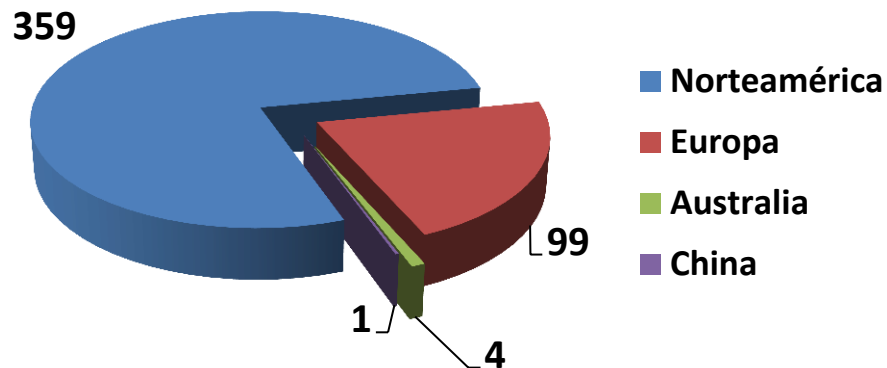
Tipo de almacenamiento	Volúmenes de gas de trabajo en %
Yacimientos de gas agotados	81,6
Acuíferos	14,5
Cavernas de sal	3,9
Minas abandonadas	0,02

Fuente: INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION (IHRDC), *The role of Gas Storage in International Gas Markets*, in XI Congress of Naturgas, Cartagena Colombia, 2008.

- **Yacimientos agotados.** El almacenamiento está determinado por el número de pozos de inyección / producción, por la capacidad de producción de los mismos y por el volumen de almacenamiento (porosidad). Geológicamente la roca almacén debe tener una porosidad y una permeabilidad que garanticen una capacidad de almacenamiento y producción acorde con los requerimientos de diseño y operación. Estos yacimientos deben tener un techo de roca que selle continuamente para evitar fugas de gas y la magnitud de la permeabilidad de la roca del techo debe ser menor a 10^{-6} mD (miliDarcy) (Azin *et al.*, 2008). Geográficamente este debe existir cerca de las grandes regiones consumidoras de gas natural para facilitar el suministro rápido una vez este sea requerido. Normalmente, para este tipo de yacimiento, el gas base es aproximadamente un 50% de su capacidad, se puede observar de la tabla 2 que los yacimientos agotados albergan alrededor del 81 % del gas de trabajo usado como soporte de los sistemas de gasoductos en el mundo por su información geológica conocida durante su etapa de producción, el tiempo de construcción es más corto y menos costoso, son capaces de almacenar grandes cantidades de gas natural, el periodo de inyección está entre 200 a 250 días y el periodo de producción fluctúa entre 100 y 150 días, generalmente es usado para suplir la sobredemanda en la estación de invierno. La Figura 2 muestra el número de yacimientos agotados adecuados como almacenes de gas en el mundo. Puede observarse que

Norteamérica y Europa son los mayores usuarios de este tipo de almacenes; 359 y 99 respectivamente.

Figura 2. Yacimientos agotados como almacenes de gas



Fuente: INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION (IHRDC), *The role of Gas Storage in International Gas Markets*, in XI Congress of Naturgas, Cartagena Colombia, 2008.

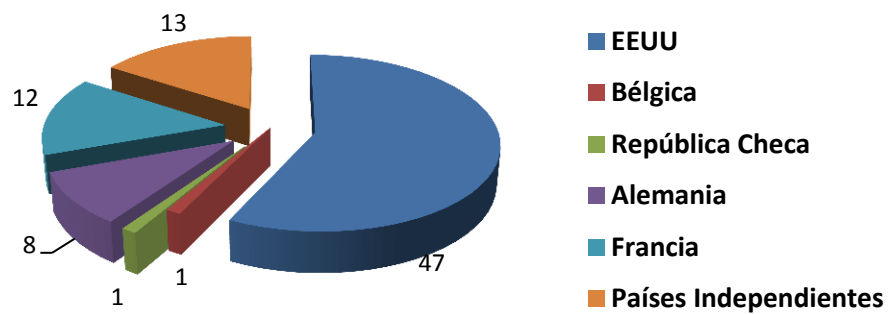
- **Acuíferos.** La selección de acuíferos como almacenes de gas natural se basa en la geología similar que existe entre los acuíferos y los yacimientos agotados; sin embargo, se debe tener en cuenta que al iniciarse el proyecto la geología y los parámetros de la formación son poco conocidos y el yacimiento está parcial o completamente saturado de agua. Para evaluar la factibilidad del proyecto, se requiere llevar a cabo estudios exploratorios, para definir la capacidad de la estructura y el comportamiento del agua en el acuífero durante la vida del almacén. Después de los estudios preliminares, se necesitan por lo menos dos pozos en la estructura para desarrollar un programa de ensayos intensivos con el fin de evaluar las propiedades de la formación y la dinámica del acuífero.

Dentro de las propiedades de los acuíferos adecuados como almacenes de gas, se encuentra la porosidad, en la práctica esta fluctúa entre un 12 a 25 % (Katz & Lee, 1990). Típicamente los acuíferos requieren un gas base entre 50 a 80 % de su capacidad, se puede observar de la tabla 2 que los acuíferos albergan alrededor del 14 % del gas de trabajo usado como soporte de los sistemas de gasoductos en el mundo y se implementan en ausencia de yacimientos agotados o formaciones salinas, el tiempo de construcción suele ser más largo y muy costosa por su poca información geológica y necesidad de grandes cantidades de

gas colchón, requiere de estudios de riesgo de contaminación de aguas, el periodo de inyección está entre 200 a 250 días mientras el de producción entre 100 a 150 días.

En la actualidad existen alrededor de 91 acuíferos adecuados como almacenes de gas en el mundo. La Figura 3 muestra la distribución por países de los acuíferos adecuados como almacenes de gas en el mundo.

Figura 3. Acuíferos adecuados como almacenes de gas por país

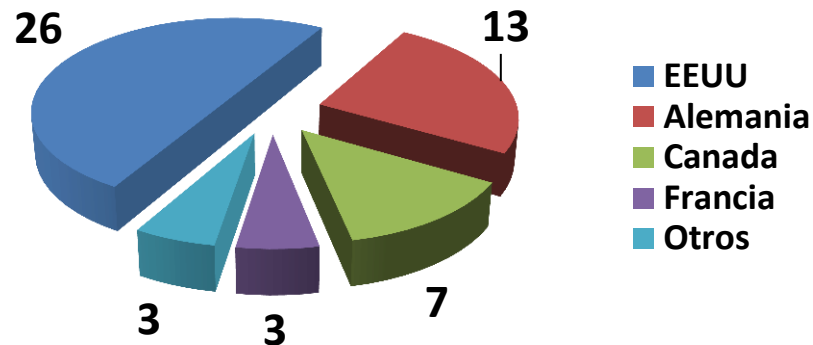


Fuente: INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION (IHRDC), *The role of Gas Storage in International Gas Markets*, in XI Congress of Naturgas, Cartagena Colombia, 2008.

- Cavernas de sal.** Almacenan menos gas que los yacimientos agotados pero ofrecen más altas tasas de inyección y de producción de gas y por ende un mayor número de ciclos. Este tipo de almacenamiento es usado principalmente para suplir picos de demanda. Las cavernas de sal para ser adecuadas deben tener la suficiente consistencia y profundidad que soporten las presiones requeridas. El gas base requerido está entre un 20 y 30 % de su capacidad, se puede observar de la tabla 2 que las cavernas de sal albergan alrededor del 4 % del gas de trabajo usado como soporte de los sistemas de gasoductos en el mundo y se implementan en ausencia de yacimientos agotados o acuíferos, el tiempo de construcción es muy largo y menos costosa que los acuíferos por su menor necesidad de cantidad de gas colchón requerido pero su volumen de almacenamiento es mucho menor que los acuíferos y yacimientos agotados, el periodo de inyección está entre 20 y 40 días mientras el periodo de producción está entre 10 a 20 días, un volumen promedio de almacenamiento usado en este tipo de almacenes es alrededor de 500000 m³ (Hoelen *et al.*, 2006). La Figura 4 muestra la distribución por países del número de cavernas de sal adecuadas como

almacenes de gas. Se observa que Estados Unidos tiene el mayor número de este tipo de almacenes.

Figura 4. Cavernas de sal usadas como almacén de gas natural por país



Fuente: INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION (IHRDC), *The role of Gas Storage in International Gas Markets*, in XI Congress of Naturgas, Cartagena Colombia, 2008.

- **Aspectos técnicos**
- **Yacimientos agotados.** Dentro de los aspectos técnicos la información preliminar es clave para la adecuación de un yacimiento agotado como unidad de almacenamiento de gas natural; geología de la formación, presión inicial del yacimiento, tasas de producción versus presiones, temperatura del yacimiento, composición del gas, gravedad específica, número de pozos perforados, localizaciones, profundidades, información de núcleos analizados, mediciones como registros de pozo (Toby, 2005) y pruebas de presión (Chaudhry, 2003) realizadas durante la etapa inicial de producción, estructura del yacimiento, mapas de isopacos (mapas de espesores de las capas en el yacimiento), producciones de los pozos, condición mecánica de los pozos, mapa del área del yacimiento y sus vecindades.

Una vez es analizada la información preliminar asociada al yacimiento se procede a cálculos y diseños de adecuación de la unidad de almacenamiento de gas teniendo en cuenta que; experiencias anteriores en la adecuación de este tipo de yacimientos han mostrado que un incremento de alrededor de un 30 % de la presión inicial de yacimiento es una buena medida de la máxima presión que debe ser usada para su adecuación como almacenamiento de gas natural.

Dentro de las ventajas asociadas a yacimientos agotados está la posibilidad de conocer o estimar fácilmente mediante los históricos de producción la capacidad máxima de almacenamiento (Lee & Wattenbarger, 1996); a través de un gráfico de presión de yacimiento sobre factor de compresibilidad (Z) versus producción de gas; indica el gas inicial en el yacimiento y posibles mecanismos de empuje (como agua, entre otros.) de acuerdo a la forma de la curva. Otras ventajas y desventajas son: muy pocos pozos deben ser perforados lo que reduce en parte los costos del proyecto; los sistemas de recolección del gas ya existen, así como el sistema de conexiones a los gasoductos. La formación geológica ya tiene un sistema de trampas (preferiblemente anticlinal) para impedir que el gas migre.

- **Acuíferos.** Dentro de las diferentes estructuras geológicas de los acuíferos hay una serie de condiciones que el acuífero debe cumplir para la adecuación como almacén de gas subterráneo: debe haber una estructura bajo la cual el gas es acumulado, capacidad de almacenamiento (porosidad), el espacio para el almacenamiento del gas se creara desplazando el agua existente en el espacio poroso, prestando especial atención a la presión de desplazamiento y a las posibles fugas de gas por la disminución de presión, el uso de un acuífero para almacenamiento de gas usualmente requiere más gas base y más monitoreo de las tasas de inyección y de producción que un yacimiento agotado, el contenido volumétrico de gas depende de la configuración estructural, de la porosidad de la roca, de la esperada saturación residual de agua y de la presión usada para el desplazamiento y confinación del gas, un “techo” de roca porosa saturado con agua para impedir que el gas almacenado fluya a través de este, permitiendo la confinación del gas a altas presiones, la estructura debe proveer una presión de sobrecarga (Tiab & Donaldson, 2004) suficiente que permita almacenar gas a presiones muy por encima de la atmosférica teniendo en cuenta que las presiones de desplazamiento de acuíferos de este tipo están en el orden de 400 a 1500 psi.

En este aspecto la profundidad del acuífero es considerada un elemento de importancia en los análisis económicos pues el acuífero debe tener una capacidad suficiente para justificar la inversión. Estudios de caso (Katz & Lee, 1990) sugieren que el acuífero debe estar a una profundidad mínima de 300 m, para permitir presiones de fluidos que justifiquen volúmenes de compresión suficientes de acuerdo a cada proyecto, además de tasas de inyección y producción acordes a las necesidades requeridas por el sistema de conexión a los gasoductos, debe haber agua que confine el gradiente de presión en todas las direcciones, algunos inconvenientes que presentan este tipo de almacenamientos son los elevados gastos de exploración, información geológica limitada, la no existencia de gas base inicialmente, la capacidad de la formación será medida únicamente cuando el acuífero sea desarrollado como un almacén de gas subterráneo, facilidades en superficie así como perforaciones de pozos, operaciones de compresores, zona de deshidratación deben ser diseñadas y ejecutadas, altas presiones son requeridas para alojar el gas mediante la presión del agua hacia abajo,

deshidratación de gas debe ser realizada una vez el gas es producido. Más restricciones por las agencias de conservación del medio ambiente para protección del agua.

- **Cavernas de sal.** El tipo de caverna se hace con base en parámetros de diseño, la capacidad y la presión máxima y mínima del almacenamiento. La primera operación a realizar con el fin de evaluar las propiedades mecánicas de la formación salina es perforar un pozo exploratorio. El pozo exploratorio normalmente se utiliza para los trabajos de lixiviación. Durante la lixiviación el desarrollo de la caverna se controlara mediante modelos matemáticos, basados en pruebas y exploraciones sísmicas.

Una vez la formación de sal es identificada, los pozos son taladrados y se hace circular agua sobre un intervalo de sal para disolverla como salmuera para posteriormente inyectar el gas que será almacenado (GPSA, 2003).

Dentro de las ventajas y desventajas de las cavernas de sal están las siguientes: los caudales y las presiones de funcionamiento pueden proyectarse de acuerdo con las necesidades, la productividad de los pozos puede ser 3 ó 4 veces la productividad de los pozos en yacimientos convencionales, la posibilidad de ampliación de la capacidad de almacenamiento mediante lixiviación de cavernas adicionales, bajo volumen de gas base para elevados caudales de extracción, alto nivel de seguridad, recuperación total de gas base, necesidad de una formación salina idónea, problemas de eliminación de la salmuera en determinadas circunstancias.

- **Aspectos económicos.** En general, la distribución en porcentaje de los costos de inversión para la adecuación de yacimientos agotados, acuíferos y cavernas de sal como unidades de almacenamiento de gas natural se muestran en la Tabla 3 (Solórzano, 2004).

Tabla 3. Aspectos económicos de las unidades de almacenamiento subterráneo

Costos de inversión	Yacimientos agotados (en %)	Acuíferos (en %)	Cavernas de sal (en %)
Gas base	28	28	12
Pozos	24	34	15
Compresores	17	14	18
Unidades de deshidratación	9	8	8
Equipos auxiliares	8	6	5
Gasoductos	7	4	4
Edificios	7	6	6
Lixiviación	0	0	32

Fuente: Solórzano Herrera, I., *Almacenamiento de Gas Natural en Yacimientos Agotados, Estudio de Viabilidad y Análisis Económico de un Proyecto de Desarrollo*. Tesis doctoral, 2008.

6.1.1.2 Almacenamiento en superficie de gas natural. La necesidad de almacenar gas natural licuado (GNL) que es transportado en barcos metaneros desde los países productores.

- **Almacenamiento criogénico para gas natural licuado (Hayes, 2006).** Almacenar el gas que viene de barcos metaneros a gran escala en la superficie en tanques criogénicos tipo membrana o de doble pared con capacidades desde 50000 m³ hasta 150000 m³ de GNL (30,5 millones m³ a 91,5 millones m³ de gas natural) a unas condiciones de temperatura de -162 °C y a presión atmosférica, para luego ser regasificado e inyectado a los gasoductos para su consumo.

6.1.2 Estado actual del almacenamiento

6.1.2.1 Optimización del almacenamiento subterráneo. La aplicación de tecnología de yacimientos inteligentes y pozos inteligentes (Malik, 2006) ayudan a la optimización de los procesos y la automatización del almacenamiento de gas subterráneo, asisten en la optimización del manejo de los activos (gas) en el yacimiento y mejora la eficiencia operacional a través de administración inteligente en tiempo real lográndose un sistema sofisticado el cual toma automáticamente acciones correctivas o alerta a los operadores para garantizar su intervención y mantener la integridad de operación de la unidad de almacenamiento. Potencializa larga vida en las unidades de almacenamiento subterráneo donde se implementan como es el caso del campo Zoar con más de 90 años de funcionamiento.

Hasta la fecha se tienen tres niveles de desarrollo de estas tecnologías inteligentes:

- **Nivel I:** datos dinámicos a través de un sistema de adquisición de datos y control supervisado (SCADA: *Supervisory Control And Data Acquisition*).
- **Nivel II:** vigilancia y optimización, análisis de datos, compara y valida modelos, administra y determina rumbo necesario de acción. Se desarrolla un modelo que representa al sistema total y permite monitorear e identificar problemas de funcionamiento individual en los pozos, el yacimiento y equipos en superficie.
- **Nivel III:** Integración de todos los procesos, automatiza, optimiza y opera remotamente de una forma proactiva y así los operadores pueden manejar en forma predictiva sus recursos utilizando la inteligencia artificial para administrar las unidades de almacenamiento subterráneos con alta seguridad y logrando mayores capacidades de almacenamiento y producción de gas natural.

6.1.2.2 Mezcla en gas base (gas natural con gas inerte). En proyectos de adecuación de yacimientos agotados usados como unidad de almacenamiento de gas natural, cuando el gas base debe ser suministrado a precios presentes, sustanciales reducciones en los costos involucrados pueden ser obtenidas por el remplazo de gas natural por un gas base menos costoso (Misra & Foh, 1988). El uso de un gas inerte para remplazar todo o parte del existente gas base del yacimiento resultara en ahorros de valioso gas el cual podría ser menos cuando este sea abandonado siendo una significativa porción del gas base no es económicamente recuperable (Srinivasan, 2006).

6.1.2.3 Almacenamiento en superficie

- **Almacenamiento criogénico para GNL.** Desarrollo del almacenamiento de gas natural licuado a mediana escala (capacidades de almacenamiento manejadas por distribuidores para satisfacer el suministro de ciudades intermedias) y pequeña escala (capacidades de almacenamiento manejadas por distribuidores y comercializadores para satisfacer el suministro de zonas no interconectadas al gasoducto nacional, sistemas masivos de transporte y grandes consumidores de la industria) en la superficie en tanques criogénicos tipo membrana o de doble pared con capacidades desde 5 m³ hasta 300 m³ de GNL (desde 105944 scf hasta 6356640 scf de gas natural) a -162 °C y presión atmosférica, para luego ser regasificado e inyectado al gasoducto local o para estaciones expendedoras de GNL vehicular como combustible alternativo.
- **Almacenamiento a alta presión para GNC.** (GNC: Gas Natural Comprimido) Desarrollo del almacenamiento a presión para gas natural comprimido a mediana y pequeña escala para presiones entre 1800 psig hasta 3600 psig a -40 °C en tubos horizontales o cilindros de alta presión verticales ensamblados en módulos o canastas para luego ser transportado a ciudades que

no están interconectadas con los gasoductos nacionales y ser inyectado al gasoducto local o para estaciones expendedoras de GNC vehicular como combustible alternativo.

- **Tendencias del almacenamiento.** Almacenamiento de gas natural en hidratos (Zhong, 2000), los hidratos de gas son una combinación cristalina de gas natural y agua formado a baja temperatura 0 °C y alta presión 30 bar a través de fuerzas de Van der Waals y almacenado a -30 °C y a presión atmosférica. Se han desarrollado patentes importantes como sistema de almacenamiento de hidratos de gas y el método para utilizar el sistema de almacenamiento de hidratos de gas en vehículos automotores por Rogers y Yevi (1996), su desarrollo es experimental pero no se ha comercializado por sus altos costos tecnológicos.

6.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS AGOTADOS PARA ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

Se clasifican en yacimientos volumétricos y con empuje de agua.

El yacimiento volumétrico esta sellado por todos los lados mediante rocas impermeables y se comporta como un recipiente a presión. Este sello estructural dado por las características geológicas mantiene su tamaño y forma constante, el volumen de los poros del yacimiento que contienen el gas es constante. Cuando la cantidad de gas en el yacimiento se duplica, la presión absoluta es el doble asumiendo temperatura constante y leyes del gas ideal.

El yacimiento con empuje de agua esta sellado en la parte superior y a los lados por rocas impermeables, pero en la parte inferior sellado con el agua. El almacenamiento del gas se creara desplazando el agua existente en el espacio poroso y puede producirse por dos mecanismos. En el primer mecanismo es donde, el gas y una gran cantidad de agua se encuentran en un yacimiento cerrado de volumen constante. Cuando el gas se inyecta dentro del yacimiento, el incremento de la presión causa que el agua se comprima pero como la compresibilidad del agua es pequeña se requerirá un gran volumen de agua para lograr un agrandamiento en la burbuja de gas. El segundo mecanismo es aquel donde el gas simplemente empuja el agua del yacimiento de almacenamiento para otro lugar o yacimiento. En los yacimientos con empuje de agua cuando la cantidad de gas se duplica, el volumen de los poros conteniendo el gas se incrementa debido a que algo de agua está siendo empujada hacia atrás creando un mayor volumen de almacenamiento. El aumento de la presión es solo el 75 % y es más lento, en comparación con el 100 % del caso volumétrico.

En un yacimiento agotado con empuje de agua convertido en una instalación de almacenamiento de gas natural, los pozos de almacenamiento nuevos pueden ser perforados con mayor diámetro (de gran capacidad) en comparación con los

pozos viejos de diámetro relativamente pequeño que fueron utilizados para la producción original. Estos pozos nuevos tienen la capacidad de inyectar gas a una velocidad alta pero durante las primeras etapas de desarrollo del almacenamiento es recomendado inyectar el gas a una tasa de flujo baja y con los pozos de observación monitorear el comportamiento de la interface agua – gas en cuanto a la medida y la forma para evitar que la interface agua – gas sea inclinada dando lugar a que el gas se desplace hacia abajo de la estructura con posibilidad de llegar a un punto más bajo del sello de agua que donde ocurra, el gas se puede perder desde el yacimiento almacén y se traslada a un yacimiento vecino, lo ideal es tener siempre una forma de interface agua – gas horizontal y cuando se tenga un buen conocimiento y control del comportamiento de la interface agua – gas se puede comenzar a incrementar la tasa de flujo de inyección de gas.

6.3 COMPOSICIÓN DEL GAS ALMACENADO Y PROPIEDADES DE GAS NATURAL EMPLEADAS EN VERIFICACIÓN DE INVENTARIO Y CÁLCULO DE CAPACIDAD DE ENTREGA

Los yacimientos de almacenamiento subterráneo contienen dos tipos de gas: el gas colchón y el gas de trabajo los cuales son más funcionales que físicos. El gas colchón puede ser gas nativo que nunca se ha producido, o puede ser gas inyectado que se haya producido en algún otro lugar. El gas colchón nativo puede ser clasificado en gas recuperable y no recuperable, en función de si es económicamente viable para recuperarse. El gas de trabajo es casi siempre inyectado con propósito de almacenamiento.

El gas colchón es una cantidad constante de gas que es necesario tener en el yacimiento a fin de proporcionar la presión necesaria para retirar el gas de trabajo y se queda en el yacimiento y no se retira. El gas de trabajo se retira y se inyecta cada año y en ocasiones varias veces al año y la cantidad de gas de trabajo en el yacimiento puede variar de cero a la cantidad máxima.

6.1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS ALMACENADO

Las composiciones típicas del gas nativo y del gas de almacenamiento son una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos y ciertas impurezas, donde encontramos metano C_1 , etano C_2 , propano C_3 y butanos $i-C_4$, $n-C_4$ acompañados con cantidades más pequeñas de hexanos, heptanos, octanos y los hidrocarburos más pequeños, ocasionalmente se ha encontrado CO_2 , H_2S , nitrógeno, helio y un poco de vapor de agua en porcentajes como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4. Composiciones típicas del gas nativo y gas de almacenamiento

Componente	Gas nativo (mole %)	Gas almacenamiento (mole %)
C ₁	75,570	83,194
C ₂	6,150	7,289
C ₃	5,090	1,621
C ₄	2,480	0,473
C ₅₊	2,370	0,230
Nitrógeno	7,270	5,227
CO ₂	1,070	1,394
H ₂ S	0,0	0,0
O ₂	0,0	0,530
TOTAL	100,0	100,0

Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

Para el caso colombiano tenemos para el gas comercializado las composiciones que se muestran en la Tabla 5, donde el metano está entre 74,780 y 90,000 mole % que sería el futuro gas de almacenamiento.

Tabla 5. Calidad del gas natural comercializados en Colombia

ESPECIFICACIÓN	UNID AD	APIAY	CANTAGALLO	CUSIANA 20 M	CUSIANA 60M	CUSIANA (OCENSA)	ELCENTRO-OPÓN	GUAJIRA COSTA ATLANTICA	GUAJIRA INTERIOR	GUEPAJE
COMPOSICIÓN										
METANO	%	82,295	91,341	76,513	78,800	74,780	92,030	98,000	97,997	96,748
ETANO	%	12,440	3,144	11,591	10,004	10,990	6,070	0,249	0,266	0,589
PROPANO	%	2,190	2,286	4,478	3,939	5,120	0,110	0,054	0,052	0,148
i-BUTANO	%	0,020	0,285	0,729	0,612	0,960	0,010	0,025	0,007	0,069
n-BUTANO	%	0,024	0,745	0,785	0,665	1,270	0,020	0,009	0,007	0,021
i-PENTANO	%		0,165	0,132	0,134	0,430	0,010	0,008	0,006	0,014
n-PENTANO	%		0,155	0,079	0,082	0,330	0,000	0,001	0,002	0,004
HEXANO	%		0,304	0,029	0,048	0,270	0,000	0,018	0,010	0,051
HEPTANO	%		0,000			0,220	0,000	0,000	0,025	0,000
OCTANO	%					0,000				
NONANO	%					0,000				
DECANO	%					0,010				
NITROGENO	%	0,837	1,329	0,430	0,602	0,570	0,840	1,395	1,405	2,308
CO ₂	%	2,194	0,246	5,234	5,114	5,060	0,790	0,242	0,240	0,047
OXIGENO	%						0,110	0,000		
		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
PROPIEDADES										
Peso molecular		19,13	18,18	21,22	20,75	22,26	17,28	16,36	16,37	16,54
Gravedad específica	--	0,661	0,628	0,733	0,716	0,769	0,597	0,565	0,565	0,571
Poder calorífico bruto real 14,86 psi y 60°F	Btu/pe ³	1.107,5	1.095,9	1.115,0	1.124,6	1.208, 2	1.040,2	996,7	997,3	996,2
GPM (80% recuperación de PROPANO)	Gal/kpc	0,65	1,15	1,84	1,62	2,51	0,04	0,03	0,03	0,09

Fuente: Ecopetrol, *Calidad de gases comercializados en Colombia, Características típicas del gas natural en Colombia*, Gerencia de Gas, 2004.

6.1.4 Propiedades del gas natural empleadas en verificación de inventario y cálculo de capacidad de entrega.

El cálculo de la capacidad de entrega y del inventario de gas en un yacimiento agotado frecuentemente emplea procedimientos matemáticos de ingeniería que requieren de datos o correlaciones de ciertas propiedades químicas, físicas, de transporte de gas natural (viscosidad, conductividad térmica, entre otras) o termodinámicas para predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

- **Densidad - Propiedades pseudo críticas – Factor de compresibilidad z**

La ecuación para determinar la densidad del gas natural se deriva de la ley de Charles y Boyle.

$$\rho = \frac{M. p}{Z. R. T} \quad (1)$$

Donde:

ρ : densidad del gas, en $\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3}$.

p : presión, en psfa.

M : peso molecular, en $\frac{\text{lb-masa}}{\text{lb-mole}}$.

T : temperatura absoluta, en °R absoluto.

z : factor de compresibilidad, en función de la temperatura reducida T_r y la presión reducida p_r , adimensional.

R : constante de los gases de valor $1545 \frac{\text{ft.lbf}}{\text{lb-mole.}^\circ\text{R}}$.

$T_r = \frac{T}{T_c}$, la temperatura pseudo-reducida, adimensional.

$p_r = \frac{p}{p_c}$, la presión pseudo-reducida, adimensional.

p_c : presión pseudo-crítica, en psia.

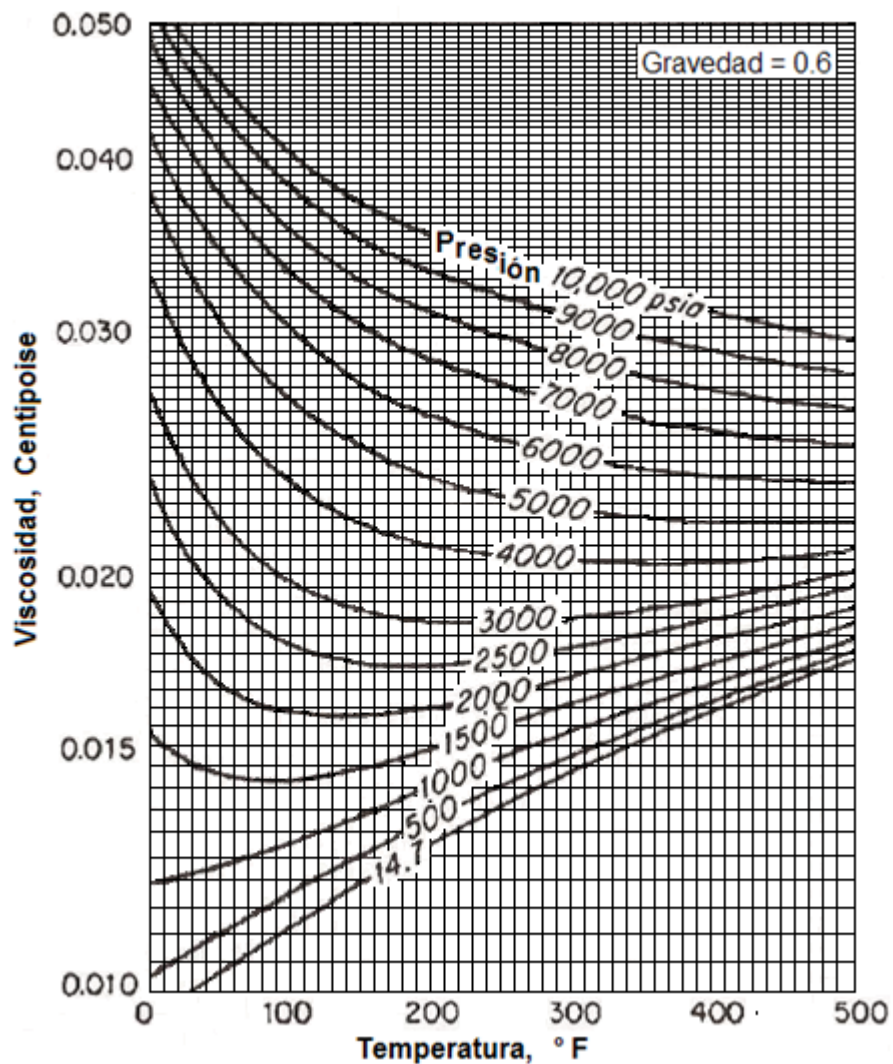
T_c : temperatura pseudo-crítica, °R abs.

Con los valores de la temperatura y presión pseudo crítica T_c y p_c determinados a partir de la gravedad específica del gas natural y con los valores de la presión y temperatura absoluta de trabajo se pueden calcular los valores de la temperatura y presión reducida T_r y p_r con los cuales encontramos el factor de compresibilidad Z .

- **Viscosidad**

El valor de la viscosidad del gas del almacenamiento es a menudo necesario para cálculos de flujo de fluidos y transferencia de calor. La Figura 5 muestra la viscosidad del gas natural como una función de la temperatura, presión y gravedad específica, se tendrán gráficas para cada gravedad específica. La temperatura máxima en la Figura 5 es hasta 500 °F (260 °C) y normalmente la temperatura del gas almacenado en yacimientos agotados puede ir normalmente desde 75,2 °F (24 °C) hasta 111,2 °F (44 °C).

Figura 5. Viscosidad del gas a una gravedad de 0.6

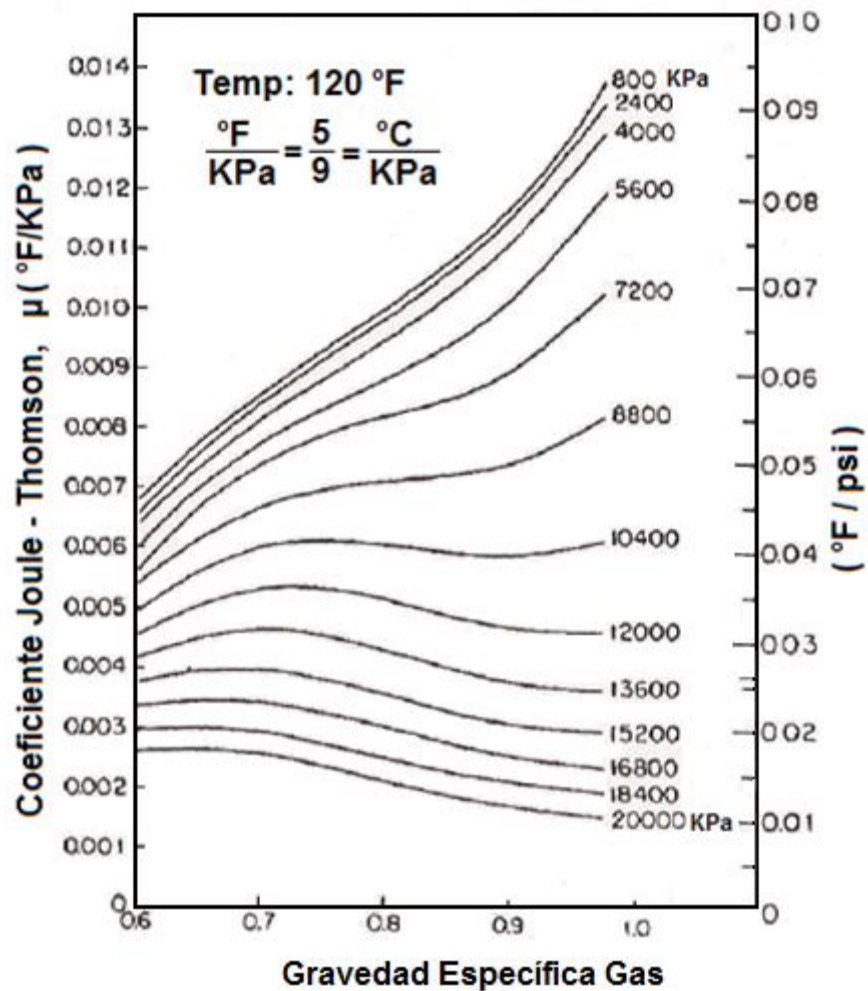


Fuente: Katz, D. & Lee, R., Natural Gas Engineering, Production and Storage, Chemical Engineering Series, 1990.

- **El coeficiente de Joule-Thomson**

Termodinámicamente se define como la derivada parcial de la temperatura con respecto a la presión a entalpía constante y es útil para predecir la distribución de temperaturas en los pozos de almacenamiento y estudios relacionados con la interpretación de los registros de temperatura (ver Figura 6).

Figura 6. Coeficiente de Joule – Thomson para el gas natural (T = 120°F)



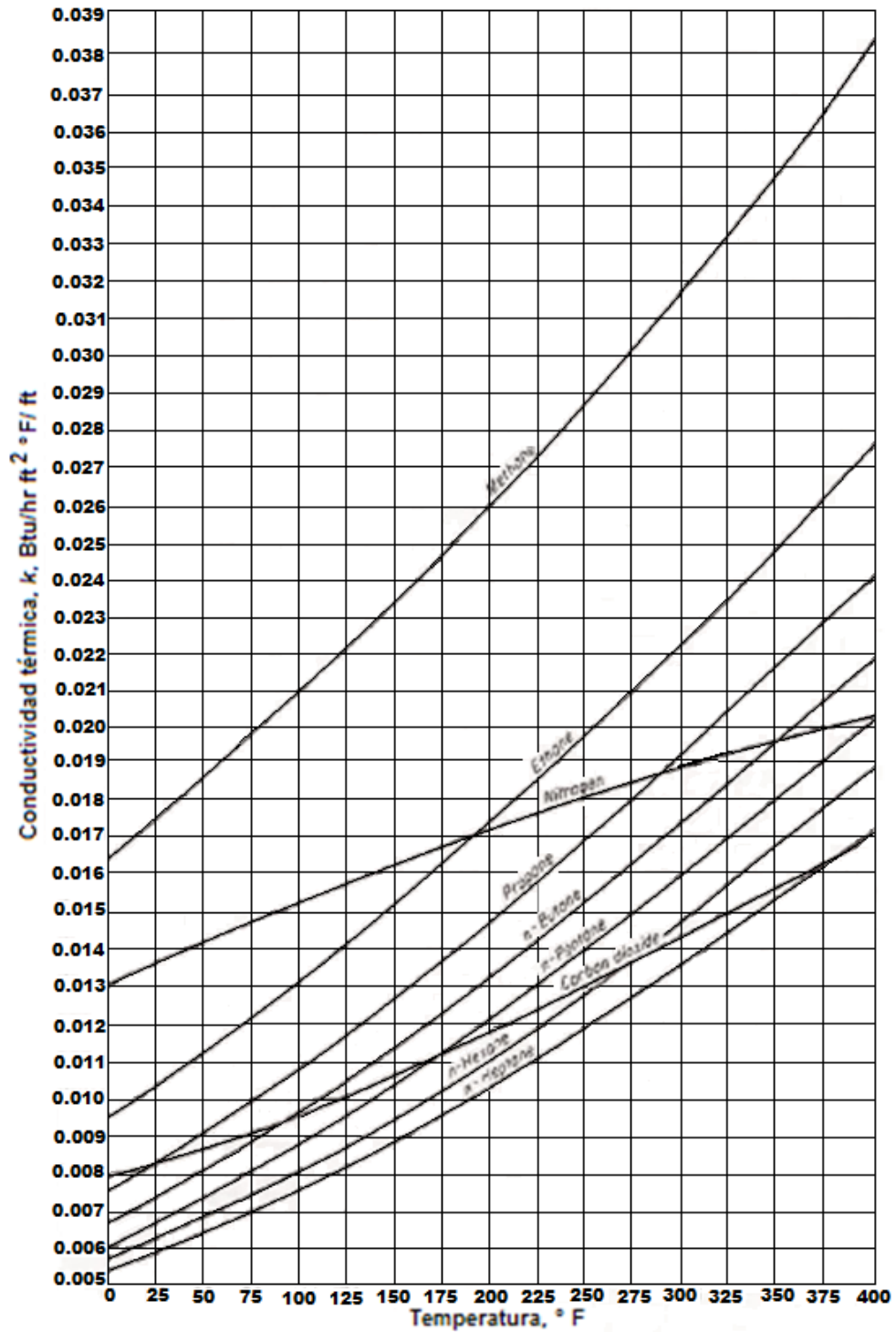
Fuente: Leverett *et al.* Dimensional Model Studies of Oil Field Behavior. *Trans, AIME*, 1942.

- **La conductividad térmica del gas del almacenamiento**

La conductividad térmica de un medio definida por Fourier como la proporcionalidad entre el flujo de calor en una dirección dada, y el gradiente de temperatura en la misma dirección, normalmente aumenta con la temperatura. Es una propiedad de transporte, ya que da una indicación del transporte de energía en los fluidos como el gas natural y es esencial para efectuar cálculos de balance de energía.

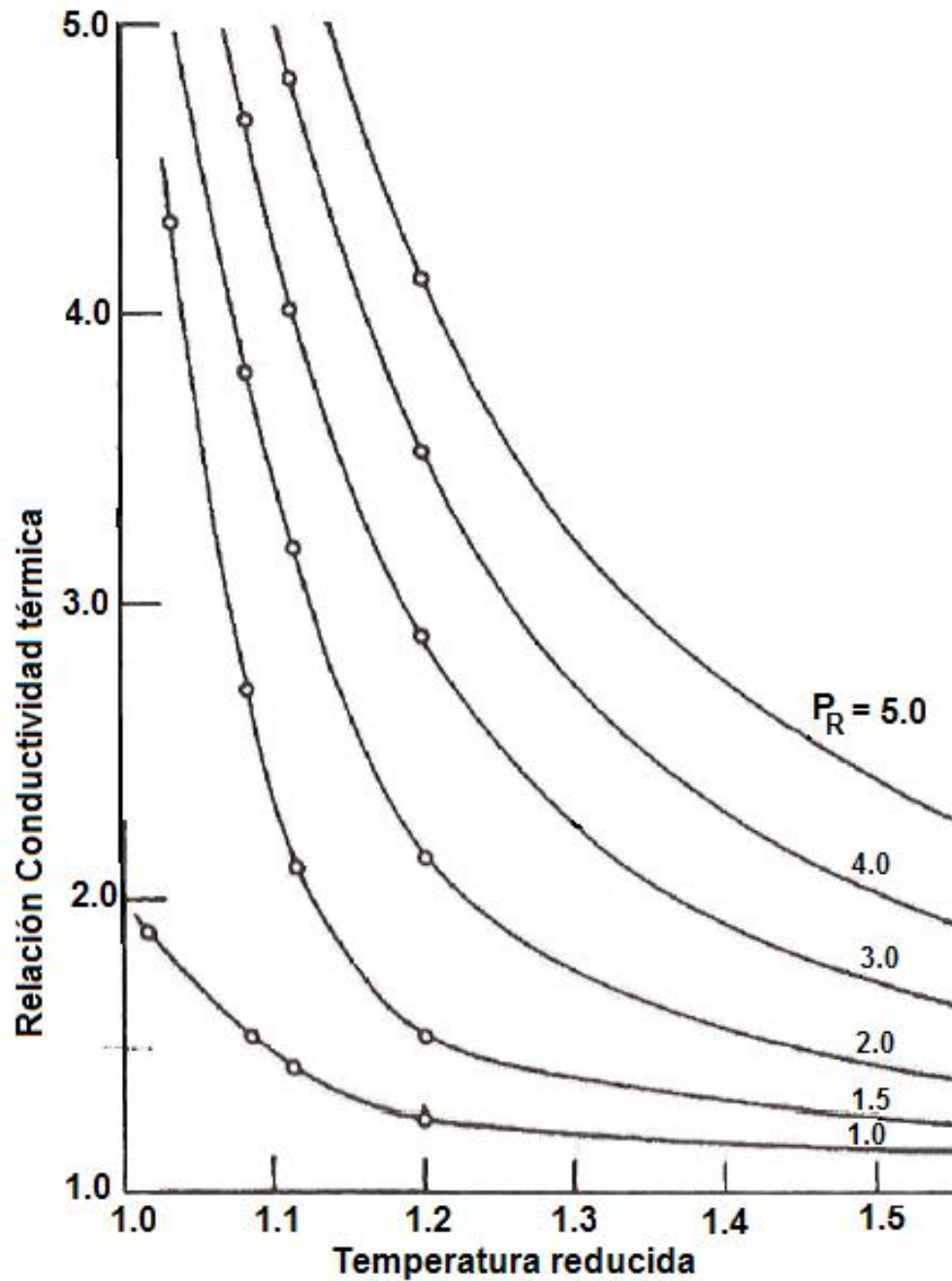
La conductividad térmica del gas del almacenamiento puede calcularse a partir de la conductividad térmica de sus componentes mediante ecuaciones de mezcla dada por Perry (1992). Las conductividades térmicas de los componentes a 1 atmósfera se muestran en la Figura 7 y la conductividad térmica de todos los gases aumenta si hay incremento en su temperatura. La conductividad térmica calculada así debe ser corregida entonces a la temperatura y presión correcta por la correlación de la relación conductividad térmica propuesta por Lenoir, Junk y Comings (1953) como se muestra en la Figura 8 a partir de las presiones y temperaturas pseudo reducidas.

Figura 7. Conductividad térmica de gases a presión atmosférica



Fuente: Katz, D. & Lee, R., Natural Gas Engineering, Production and Storage, Chemical Engineering Series, 1990.

Figura 8. Relación de la conductividad térmica versus temperatura reducida



Fuente: Lenoir, J. *et al.* Measurement and correlation of thermal conductivities of gases at high pressures, *Chem. Eng. Prog.* 49, No. 10, October, 1953.

- **Calor específico del gas del almacenamiento**

El calor específico a presión constante, llamada también capacidad calorífica isobárica, se calcula a partir de la gravedad del gas mediante la siguiente ecuación propuesta por Hankinson *et al.* (1969).

$$C_p^\circ = A + B \cdot T + C \cdot \gamma_G + D \cdot \gamma_G^2 + E \cdot (T \cdot \gamma_G) + F \cdot T^2 \quad (2)$$

Donde C_p° es el calor específico a 1 atmósfera.

$$\gamma_G = \text{gravedad del gas} = \frac{M}{29} \quad (3)$$

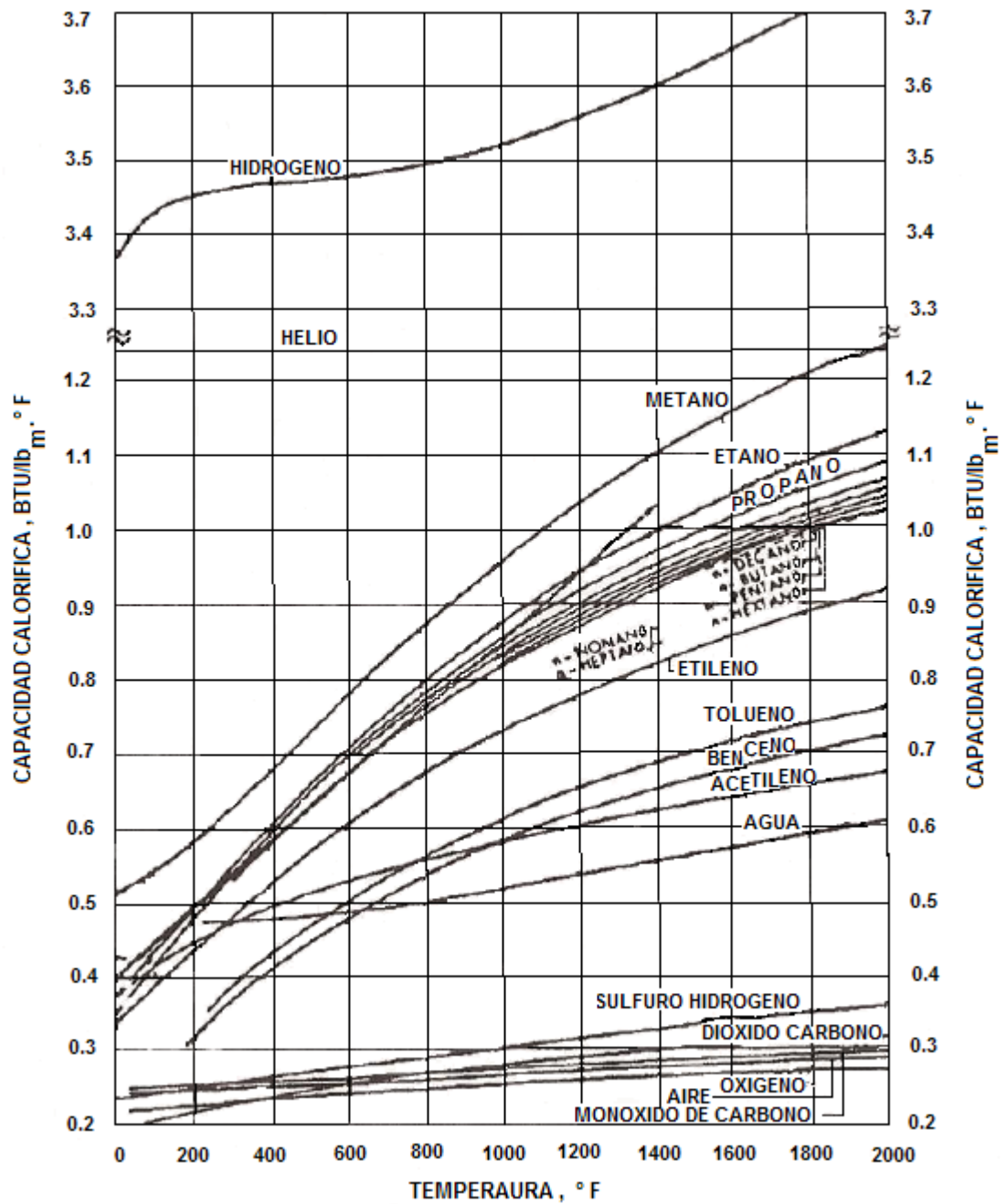
Para un rango de temperatura de 0 a 200°F, se sugiere utilizar $A = 4.6435$, $B = -0.0079997$, $C = 5.8425$, $D = 1.1533$, $E = 0.020603$, $F = 9.849 \times 10^{-6}$.

Cuando los datos de la composición del gas del almacenamiento están disponibles, el calor específico isobárico a 1 atmósfera se puede calcular utilizando la regla de Kay para la mezcla:

$$C_p^\circ = \sum_1^n y_i \cdot C_{pi}^\circ \quad (4)$$

Donde los valores de la capacidad de calor a 1 atm. De presión para cada componente C_{pi}° pueden ser obtenidos de la Figura 9.

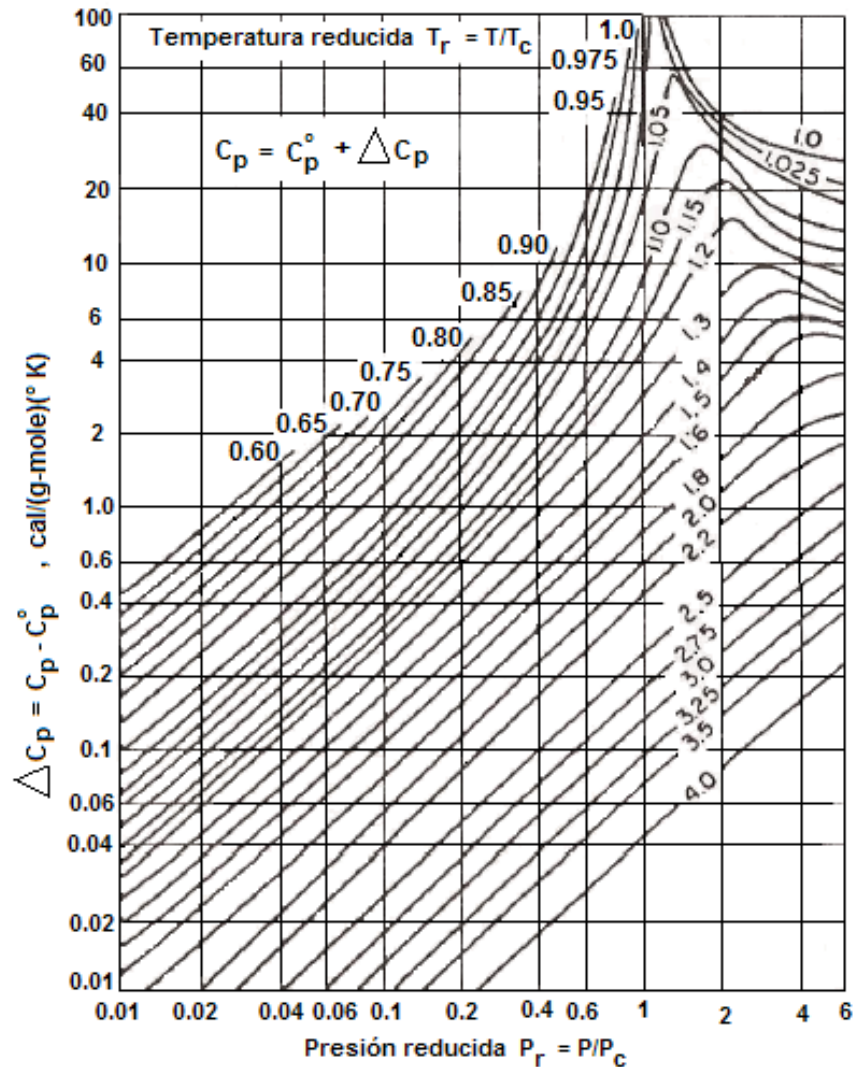
Figura 9. Capacidad de calor de gases a 1 atmosfera, C_p , como una función de la temperatura



Fuente: Touloukian, Y. S. et al. Thermal Conductivity, Nonmetallic Liquids and Gases, *Thermophysical Properties of Matter*, 1970.

Una vez C_p° es calculada, se puede corregir a la temperatura y presión correcta mediante el uso de la correlación Edmister (1961) dada en la Figura 10.

Figura 10. Corrección de la presión isotérmica, $C_p - C_p^\circ$, para la capacidad de calor molar de gases, como una función de la temperatura



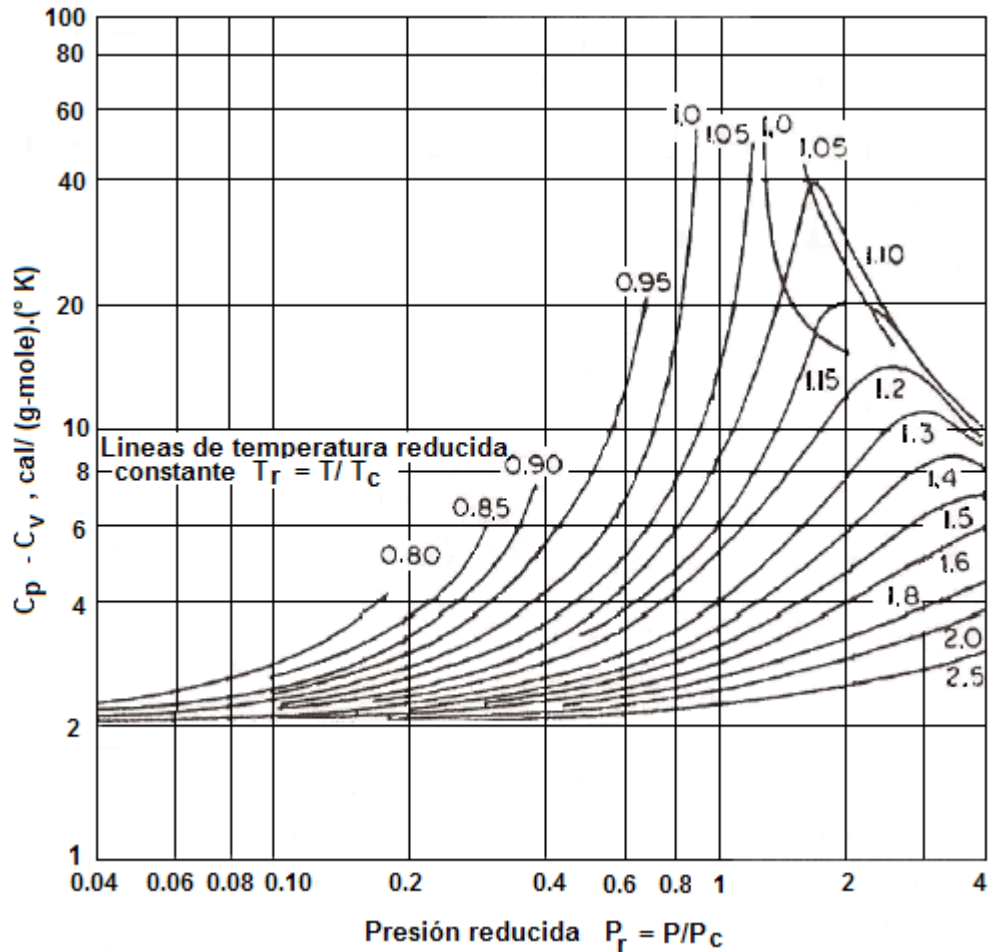
Fuente: Edmister, W. C., *Applied Hydrocarbon Thermodynamics*, 1961.

- El cálculo de la capacidad de calor C_v

Para una capacidad de calor a volumen constante, la Figura 11 da $C_p - C_v$, que permite el cálculo de C_v una vez C_p es conocida. Para un gas ideal $C_p - C_v = R$.

La Figura 11 da una gráfica generalizada de la diferencia de capacidad calorífica correlacionados por Edmister (1961) en función de las temperaturas y presiones pseudo-reducidas.

Figura 11. Diferencia de capacidad de calor generalizada



Fuente: Edmister, W. C. Applied Hydrocarbon Thermodynamics, 1961.

6.4 CONCEPTOS BÁSICOS Y ESENCIALES DEL FLUJO A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS

Producción y presión son las cantidades relacionadas que se miden y se utilizan en ingeniería de yacimientos, más que cualquier otro parámetro. La presión medida (o calculada) es considerada la variable dependiente principal, refleja la condición que prevalece en el yacimiento, el inventario o reservas, el grado de

agotamiento, y para otra información pertinente. En yacimientos de gas, el gas inyectado o retirado se mide en pies cúbicos estándar (SCF) a las condiciones del orificio inferior.

Si el yacimiento agotado se ha cerrado un tiempo suficientemente largo para permitir la distribución de la presión que ha de igualarse, esta se refiere a la presión estática. De lo contrario, las presiones se denominan presiones de flujo.

Si la presión p se conoce como una función determinada de coordenadas tiempo-espacio x , y , z , y t , entonces se puede calcular la tasa de flujo con la primera derivada de las presiones para obtener los gradientes en los puntos adecuados de tiempo y espacio. Con los gradientes, el uso de la Ley de Darcy permite el cálculo de velocidades superficiales locales en las zonas de la sección transversal adecuadas para dar las tasas de producción en condiciones de orificio inferior, la cual puede ser fácilmente traducida a condiciones de superficie en unidades MCF. El comportamiento de la presión, temperatura, volumen del gas natural nos dan información termodinámica de varias propiedades de los fluidos y la roca, llamado los parámetros del fluido o yacimiento como son la permeabilidad (k), la porosidad (ϕ), la compresibilidad (c), y el factor volumen de la formación (B), o factor de expansión de gas (E).

Si los parámetros del yacimiento no cambian de punto a punto, el yacimiento se dice que es homogéneo. Si alguno de los parámetros tiene una dependencia de dirección (por ejemplo, la permeabilidad vertical que es diferente a la horizontal), entonces se dice que el yacimiento es anisotrópico. Las propiedades del fluido varían con las coordenadas termodinámicas, es decir, presión, temperatura y composición. Si ninguna de las variables cambia con el tiempo, el proceso se denomina estado estable (estacionario) pero si alguna variable cambia con el tiempo, el proceso se dice que está en estado no estable (transitorio). Sin embargo bajo ciertas condiciones tanto las tasas o las presiones son constantes o casi constantes, y el ingeniero de yacimientos puede considerar el proceso como una aproximación o "pseudo" estado estable. Las ecuaciones que describen el flujo a través de medios porosos son más simples y más sencillas si el proceso está en estado estable.

La descripción matemática del flujo de fluidos a través de un medio poroso, casi siempre implica la consideración de la presión, la variable dependiente, en función de las coordenadas espacio-tiempo, las variables independientes:

$$p = p(x, y, z, t) \quad (5)$$

Además de la presión, la descripción completa del proceso del flujo a través de medios porosos también requiere la determinación de las velocidades volumétricas y la densidad del fluido en cualquier punto (x , y , z) y en cualquier tiempo t .

Por consiguiente:

$$u_x = u_x(x, y, z, t) \quad (6)$$

$$u_y = u_y(x, y, z, t) \quad (7)$$

$$u_z = u_z(x, y, z, t) \quad (8)$$

$$\rho = \rho(x, y, z, t) \quad (9)$$

Estas ecuaciones indican que tenemos cinco incógnitas (variables dependientes) que son p , u_x , u_y , u_z , ρ y cuatro variables independientes que son x , y , z , t por lo que debemos obtener cinco ecuaciones a partir de los siguientes tres principios:

- Ecuación de continuidad (ley de conservación de la masa).
- La ley de Darcy, u otro tipo de expresión de tasa de cambio fenomenológica disponible como la ecuación de Forchheimer para flujo no Darciano.
- Una ecuación de estado termodinámica.

6.4.1 Ecuación de continuidad

El principio de conservación de masa se limita a indicar que fluye a través de medios porosos, con respecto a un sistema considerado (una región arbitraria), el cambio continuo de entrada de masa debido al flujo, menos el cambio continuo de salida de masa debido al flujo, más el cambio continuo de masa introducido desde alguna fuente externa debe ser igual al aumento del contenido de masa para la región.

Considerar, como se muestra en la Figura 12, un elemento E paralelepípedo de tres dimensiones de lados Δx , Δy , Δz . En el tiempo $t = t$ en un entorno poroso, permeable donde el flujo a través de medios porosos se está llevando a cabo. La tasa de cambio continuo de masa neta en la dirección x es igual a $\rho u_x \Delta y \Delta z$.

EL flujo saliente neto de masa en la dirección x es $\Delta y \Delta z [\rho u_x + \Delta(\rho u_x)]$. La tasa de cambio continuo de masa neta en la dirección x es entonces $-\Delta y \Delta z \Delta(\rho u_x)$. De manera similar, la tasa de cambio continuo de masa neta en la dirección y y z son respectivamente, $-\Delta x \Delta z \Delta(\rho u_y)$ y $-\Delta x \Delta y \Delta(\rho u_z)$.

Debido a que la tasa de cambio continuo de masa neta total en las tres direcciones debe ser igual a la acumulación neta en un incremento de tiempo Δt , se obtiene:

$$-\Delta t [\Delta y \Delta z \Delta(\rho u_x)] - \Delta t [\Delta x \Delta z \Delta(\rho u_y)] - \Delta t [\Delta x \Delta y \Delta(\rho u_z)] = \Delta x \Delta y \Delta z \Phi [\rho_{t+\Delta t} - \rho_t] \quad (10)$$

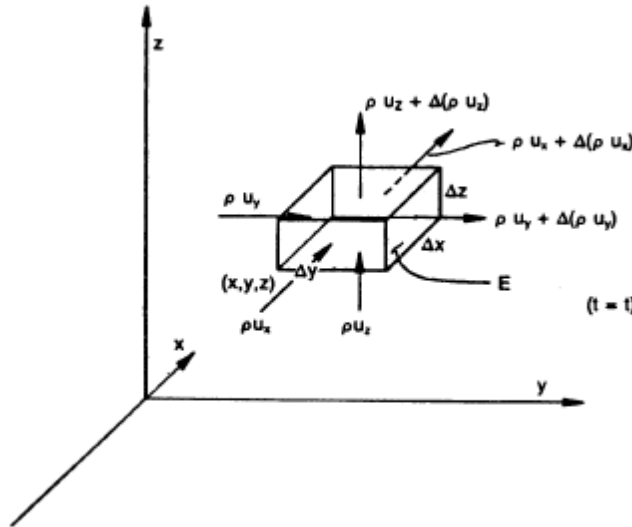
La ecuación 10 en coordenadas rectangulares puede ser reescrita como:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho \cdot u_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho \cdot u_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho \cdot u_z) = -\phi \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (11)$$

La ecuación 11 es la ecuación de continuidad para los modelos cartesianos cuando se requiere estudiar el yacimiento completo donde no hay una gran variación vertical en las propiedades de los fluidos y la formación, también se puede derivar en coordenadas radiales como:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r}(r \cdot \rho \cdot u_r) = -\phi \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (12)$$

Figura 12. Elemento de volumen en el flujo a través de medio poroso



Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

Los pozos son volúmenes cilíndricos y los flujos generalmente en pozos se acercan al comportamiento radial y por lo tanto se trabaja con coordenadas radiales para expresar matemáticamente el fenómeno de comportamiento de los pozos en yacimientos con empuje de agua de fondo, con capas de gas y yacimientos que tienen una delgada columna de petróleo y se encuentran rodeados por agua o gas, para así simular las condiciones de flujo de fluido en los alrededores del pozo.

6.4.2 La ley de Darcy

La ley de Darcy se expresa en forma general como:

$$\vec{u} = -\frac{k \cdot \rho}{\mu} \cdot \Delta\Phi \quad (13)$$

Es una expresión de razón de cambio entre una fuerza impulsora, un gradiente de potencial, y una resistencia a la velocidad.

Donde:

\vec{u} : es el vector de velocidad, la magnitud la cual es igual a la tasa volumétrica de flujo (volumen por unidad de área perpendicular al flujo por unidad de tiempo), en $\frac{\text{cm}}{\text{s}}$.

μ : viscosidad del gas o petróleo, en cPo.

k : permeabilidad del medio poroso, en miliDarcys.

ρ : densidad del fluido, en $\frac{\text{atm} \cdot \text{s}^2}{\text{cm}^2}$

$\Delta\Phi = \frac{d\Phi}{dL}$: gradiente del potencial de conducción en la dirección del flujo.

En la ecuación 13, el signo menos es para indicar flujo positivo en la dirección de la disminución del potencial mostrada por King Hubbert (1956):

$$\Phi = \int_{p_0}^p \frac{dp}{\rho} + g \cdot z \quad (14)$$

Donde z es la altura sobre el plano de referencia, la presión p_0 en el plano de referencia.

Proyectando el vector de la ecuación 13 en las tres direcciones x , y , z , considerando además que la permeabilidad es diferente en las tres direcciones de flujo y sustituyendo el valor de Φ de la ecuación 14 se obtiene:

$$u_x = -\frac{k_x}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \quad (15)$$

$$u_y = -\frac{k_y}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \quad (16)$$

$$u_z = -\frac{k_z}{\mu} \cdot \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho \cdot g \right) \quad (17)$$

Para el flujo radial en la dirección horizontal, la ley de Darcy es:

$$u_r = -\frac{k_r}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \quad (18)$$

En unidades prácticas de campo de petróleo o gas para el sistema americano, la ecuación de la permeabilidad puede ser escrita como:

$$q = 0,00634 \frac{k \cdot A}{\mu} \cdot \left(\frac{-dp}{dL} \right) \quad (19)$$

Donde:

q: Tasa de flujo volumétrico $\frac{ft^3}{día}$ en el punto de porosidad media donde el gradiente es $\frac{dp}{dL}$.

A: área de sección transversal, en ft^2 .

μ : viscosidad del gas o petróleo, en cPo.

k: permeabilidad del medio poroso, en miliDarcys.

$\frac{dp}{dL}$: gradiente de presión, en $\frac{psi}{ft}$

Si consideramos la ley de Darcy escrita en la dirección x, la magnitud de la velocidad estaría dada por la ecuación 20, puesto que u es la velocidad superficial (es decir, la tasa de flujo por el área transversal bruta), se mide de manera positiva en la dirección +x, observando que tal flujo sólo sería posible si la capacidad disminuye en la dirección +x:

$$u = -\frac{k}{\mu} \cdot \rho \cdot \frac{d\Phi}{dx} \quad (20)$$

Donde $d\Phi$ es como $\Delta\Phi = \Phi_2 - \Phi_1$ ya que el flujo va de corrientes arriba punto 1 a corrientes abajo punto 2 y, en una disminución de potencial, $d\Phi$ no llega a ser negativo mientras dx sea positivo, el cual es como $\Delta x = X_2 - X_1$. Por lo tanto, $-d\Phi/dx$ es realmente positivo y u sale como positivo correctamente cuando se mide en dirección +x.

Para el caso de flujo radial, cuando la producción se cuenta de manera positiva en un campo de flujo centrípeto, es decir, hacia el pozo, en una dirección opuesta a +r. Entonces se puede escribir la ley de Darcy como:

$$v_r = +\frac{k \cdot \rho}{\mu} \cdot \frac{d\Phi}{dr} \quad (21)$$

Donde Φ de nuevo sería la disminución en la dirección radial hacia el centro.

Con la ecuación 13 en la ecuación 14 tenemos:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \cdot \rho \Delta \int_{p_0}^p \left(\frac{dp}{\rho} + g \cdot z \right) \quad (22)$$

Para el caso general de anisotropía de las permeabilidades en las tres direcciones tenemos las ecuaciones 15, 16 y 17.

Las relaciones entre los tres componentes vectores velocidad en coordenadas cartesianas, componentes vector gradiente presión, y el vector de la gravedad también se puede escribir de la forma:

$$\vec{u} = \frac{k}{\mu} \cdot (\Delta p + \Delta \rho \cdot g) \quad (23)$$

Donde tenemos la proporcionalidad entre el vector $\vec{u} = [u_x, u_y, u_z]$ y el vector suma de gradientes de presión $\vec{\Delta} = [\partial p / \partial x, \partial p / \partial y, \partial p / \partial z]$ y el vector peso gravitacional $\vec{\rho}g[0, 0, -\rho g]$.

Cuando la orientación específica en medios porosos se considera además de la magnitud y dirección, queda claro que k se debe definir en las tres direcciones cartesianas principales. Por tanto, es una cantidad tensorial, definida como:

$$k = \begin{pmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{pmatrix} \quad (24)$$

En el espacio tridimensional, un tensor de segundo orden requiere $3^2=9$ cantidades para describirlo ya que debe tener no sólo la magnitud, pero también direcciones para la orientación.

• Las desviaciones de la ley de Darcy - Efecto Klinkenberg

Al realizar mediciones de permeabilidad del gas natural en el laboratorio se deben hacer correcciones por deslizamiento del gas, Fue observado por Klinkenberg (1941) que cuando el fluido fluyendo a través del medio poroso es un gas, a presiones suficientemente bajas, este se desliza en las paredes de la roca resultando una elevada tasa de flujo para el gas y que al aumentar la presión promedio la permeabilidad calculada disminuye. Se demostró como la permeabilidad se correlaciona linealmente con $1/p$, llegando a un valor límite de k_i en $1/p = 0$, es decir, $p = \infty$.

Por lo tanto:

$$K_g = K_L \cdot \left(1 + \frac{b}{p} \right) \quad (25)$$

Donde:

K_g : permeabilidad para gas.

k_L : permeabilidad para gas a presión infinita (que debe ser igual a la permeabilidad para líquido).

p : presión.

b : pendiente de la recta en función del medio poroso particular.

Por consiguiente, dado que el flujo en un medio permeable requiere caída de presión, la presión en el yacimiento que está produciendo variará dentro de él. En el pozo la presión será la más baja cuando el gas está siendo retirado y será la más alta cuando el gas se inyecta en el yacimiento. La permeabilidad puede variar a lo largo del yacimiento y en casos extremos, la permeabilidad puede disminuirse a cero y sellar una parte del yacimiento y este fenómeno se llama permeabilidad *pinch-out* (Flanigan, 1995).

6.4.3 Ecuación de estado

Para la relación entre la presión y la densidad se debe utilizar la ley del gas ideal o la que incluye el factor de compresibilidad del gas.

- **Ecuaciones diferenciales parciales para flujo de gas ideal**

Cuando la ley de Darcy y la ecuación de continuidad se combinan con la ecuación 1, para viscosidad de gas constante, propiedades de la roca constantes, y términos gravedad y gradiente de presión al cuadrado omitido, se obtiene:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial z^2} = \frac{2 \cdot \phi \cdot \mu}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (26)$$

En el caso de flujo radial:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{2 \cdot \phi \cdot \mu}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (27)$$

ó

$$\nabla^2 p^2 = \frac{\Phi \cdot \mu \cdot c}{k \cdot p} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (28)$$

La ecuación 28 no es general, ya que sólo se aplica al gas ideal, y sólo cuando se puede justificar omitir los términos del gradiente al cuadrado.

La ecuación 29 es la ecuación diferencial parcial básica para flujo radial de un fluido compresible en un medio poroso horizontal homogéneo en estado no estable y una sola fase, en forma de disco permeable e isótropo. Es altamente no lineal, ya que los coeficientes de ambas partes, $k\rho/\mu$ y $\phi c\rho$ son en sí mismos funciones de la presión, la variable dependiente.

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \rho \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi \cdot c \cdot \rho \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (29)$$

Con el fin de encontrar soluciones analíticas a la ecuación 29, primero hay que linealizar la ecuación de manera que la dependencia de los coeficientes de presión deberá ser removida aproximadamente.

- **Derivación de la ecuación de flujo de gas lineal (caso de flujo Darcy)**

Al definir pseudo-presión p_p como:

$$p_p = 2 \int_0^p \frac{p}{z \cdot \mu} \cdot dp \quad (30)$$

Ahora, cuando transformamos la presión variable dependiente de lo anterior se define pseudo-presión p_p , lo que tenemos.

$$\frac{\partial p_p}{\partial r} = \frac{2 \cdot p}{z \cdot \mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \quad (31)$$

Cuando lo anterior se sustituye en la ecuación 29, se obtiene:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = \frac{\Phi \cdot \mu \cdot c}{k} \cdot \frac{\partial p_p}{\partial t} \quad (32)$$

La ecuación 32 es casi lineal para gas real y también se puede expresar como:

$$\nabla^2 p_p = \left(\frac{\Phi \cdot \mu \cdot c}{k} \right)_g \cdot \frac{\partial p_p}{\partial t} \quad (33)$$

donde la ecuación 30 es la pseudo presión.

El concepto de pseudo-presión fue propuesta por Al-Hussainy y Ramey (1966) como el potencial de gas real. Dado que la ecuación 32 es todavía no lineal, su posterior transformación fue propuesta por Agarwal (1979) en forma de concepto pseudo-tiempo.

$$t_p = \int_0^t \frac{dt}{\mu c} \quad (34)$$

donde la variable tiempo t de la ecuación 32 se transforma en pseudo-tiempo por la ecuación 34, sujeto a ciertos términos derivada cruzada son despreciablemente pequeños como lo mostraron Lee (1982), Finnjord (1985) , la ecuación 32 se convierte en:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) \cong \frac{\phi}{k} \cdot \frac{\partial p_p}{\partial t_p} \quad (35)$$

que es la versión completamente lineal de la ecuación 32

• Ecuaciones diferenciales que describen el flujo de gas real

Para la mayoría de los casos de flujo laminar, inercial, turbulentos de gas real con la presión y temperatura dependiendo de la viscosidad, compresibilidad, y el factor z de una de las ecuaciones constitutivas (Darcy modificada o Forchheimer) se combina con la continuidad y la expresión de la ecuación de estado para generar la ecuación diferencial parcial que describe el flujo:

$$\nabla \left(\frac{p}{\mu \cdot z} \cdot k \cdot \delta \cdot \nabla p \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \cdot \frac{p}{z} \right) \quad (36)$$

Donde:

K: tensor permeabilidad.

∇ : Operador (vectorial sobre un escalar, escalar (gradiente) sobre un vector).

δ : Factor corrección LIT (tiene la notación de un tensor).

$$\delta_{ii} = \frac{1}{1 + \beta \cdot \rho \cdot k_{ii} \cdot u_i / \mu} \quad (37)$$

Donde:

β : factor turbulencia (de la ecuación de Forchheimer (1901)).

ρ : densidad del gas natural.

μ : viscosidad del gas.

u_i : componente vector velocidad (dirección i).

Con la pseudo-presión definida como en la ecuación 30 para el caso general de flujo no Darcy en la dirección radial, utilizando un modificador $\delta_{r(LIT)}$ fácilmente obtenemos:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \delta_r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c}{k} \cdot \frac{\partial p_p}{\partial t} \quad (38)$$

donde el tiempo t se transforma en pseudo-tiempo, la ecuación anterior se convierte en:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \delta_r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \cdot \frac{\partial p_p}{\partial t} \quad (39)$$

- **Soluciones en estado estable**

Soluciones en estado estable resultan de la integración de las ecuaciones diferenciales con condiciones de frontera adecuadas, con las derivadas temporales igual a cero. Soluciones en estado estable se pueden clasificar como a presión constante o condiciones de frontera de no flujo. La condición de frontera no-flujo es el caso más general y se conoce como estado semi-estable y es el que se aproxima al rendimiento de base real en los pozos de almacenamiento del mundo, una vez los transientes de decadencia infinita actuando hacia abajo.

Las ecuaciones de flujo estado semi-estable proporciona la metodología para su aplicación en estudios de capacidad de entrega de pozos.

- **Flujo de Gas**

Las ecuaciones de flujo de gas en estado estable con la condición de límite de presión constante se presentan a continuación, tanto para casos laminar (Darcy) y laminar-inercial-turbulento (general).

En primer lugar, la solución aproximada para fronteras a presión constante (tanto interna como externa) y μ promedio y factor z en toda la matriz de drenaje se le dará.

- **Flujo de gas Darcy radial en estado estable
(Los límites de presión constante)**

Al integrar la ecuación diferencial parcial del flujo de gas a través de un yacimiento poroso, la siguiente ecuación de flujo viscoso radial en estado estacionario se pueden derivar:

$$Q = \pm \frac{0.0007030 \cdot h \cdot k \cdot (p_1^2 - p_2^2)}{z \cdot T \cdot \mu \cdot \ln(r_1/r_2)} \quad (40)$$

Donde

h: espesor arena.

Q: tasa de flujo gas estado estable medida a 14,7 psia y 60 °F, en MCF/día.

R: radio, en ft.

El anterior conjunto de unidades es llamado las unidades de campo para el flujo de gas. Para el gas que fluye desde un yacimiento a un pozo, el punto 1 está fuera de los límites del yacimiento y el punto 2 se encuentra en el núcleo pozo. Cuando el gas se inyecta en un pozo, entonces el punto 1 se encuentra en el pozo y el

punto 2 se encuentra en el límite exterior. El signo + o - indica el retiro o la inyección, respectivamente.

Para el caso de los límites de presión constante, pero a través de la variable z, una solución estado estable aproximado puede obtenerse de la siguiente manera:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln(r_b/r_w)} \cdot \frac{T_f}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{P_{sc}} \cdot \int_{p_w}^{p_f} \frac{p}{z} \cdot dp \quad (41)$$

Para un gas de composición o gravedad conocida, utilizando las cartas de factor z, se puede trazar p / z vs p para entonces integrar gráficamente.

En la ecuación 41 las unidades son unidades Darcy:

P_{sc} presión en atm.

P_f es la presión en los límites de la formación, en atm.

P_w es la presión en el núcleo de pozo, en atm.

T_{sc} en °R absoluto.

T_f en °R absoluto.

k en Darcies.

h en cm.

μ : viscosidad, cPo (promedio).

Q en cc estándar/s.

Radio de frontera externa es r_b .

Radio de frontera núcleo pozo es r_w .

La integral $\frac{p}{z}$ ha sido tabulada y está disponible en la literatura.

6.5 FLUJO EN ESTADO SEMIESTABLE EN YACIMIENTOS AGOTADOS PARA ALMACENAMIENTO DE GAS

En estado semiestable no flujo ocurre a través del límite exterior del área de drenaje. Esta condición de flujo radial es matemáticamente expresado como:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_e} = 0 \quad (42)$$

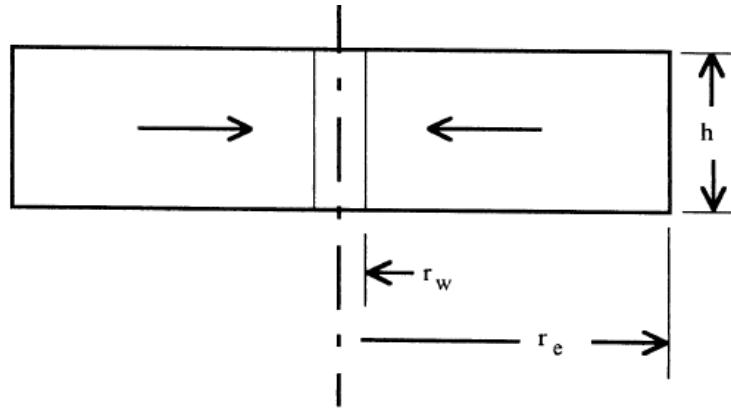
Dado que la presión está también en función del tiempo, en estado semiestable, la relación se expresa como:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = \text{constante} \quad (43)$$

El modelo geométrico básico considerado para el análisis de flujo se muestra en la

Figura 13. Se trata de un volumen en forma de disco horizontal, poroso y permeable, sujeto a flujo radial hacia el centro como en la retirada de gas.

Figura 13. Modelo básico para flujo radial



Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

- **Tasa de declinación de la presión en flujo estado semiestable**

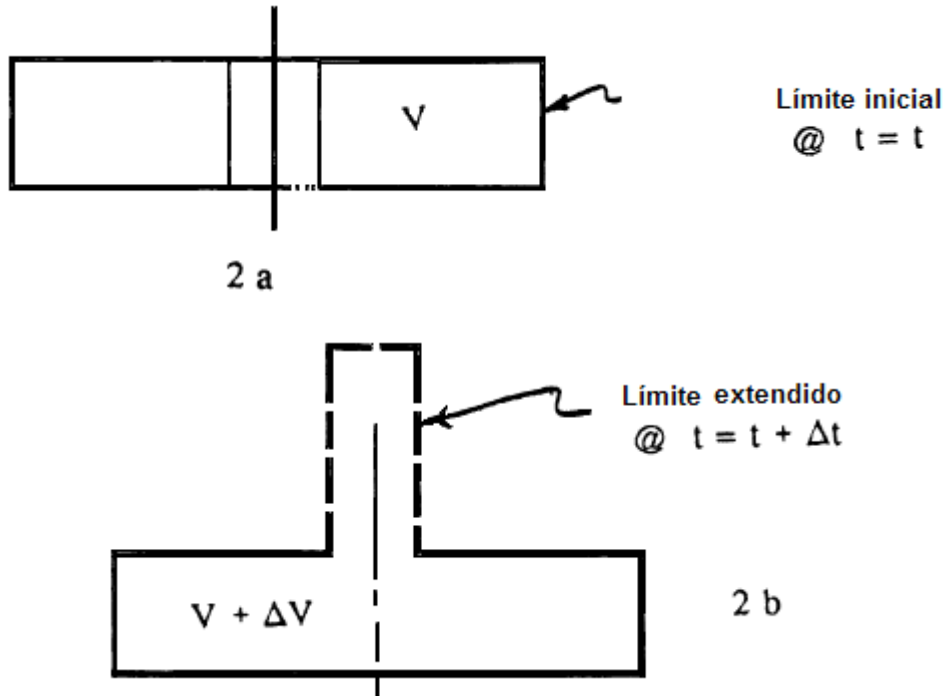
En flujo estado semiestable, con las fronteras de no flujo, la tasa de declinación de la presión pueden ser derivadas usando el concepto de frontera extendida como se muestra en la Figura 14.

Considerar el volumen (V) del gas en el tiempo $t = t$ y el volumen $V + \Delta V$ ocupado por el gas en el momento $t = t + \Delta t$. La diferencia, ΔV producida a través del pozo durante el tiempo Δt corresponde a la expansión volumétrica de la presión (p) a la presión ($p - \Delta p$).

A medida que el gas está siendo producido por la expansión a través del pozo, con la compresibilidad (c) aplicada a la fase móvil y a temperatura (T) constante, se tiene:

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{q}{\pi \cdot r_e^2 \cdot h \cdot \phi \cdot c} \quad (44)$$

Figura 14. Concepto de frontera extendida



Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

- **Ecuación diferencial para estado semi-estable flujo de gas**

La ecuación 32 para flujo semiestable es casi lineal para gas real, excepto que ahora se escribe en términos del laplaciano de p_p en vez de la de p , se simplifica aún más como sigue:

Remplazando la ecuación 31 en la ecuación 32

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c}{k} \cdot \frac{2 \cdot p}{z \cdot \mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (45)$$

Y la ecuación 44 en la ecuación 45, que se simplifica

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = - \frac{2}{\pi \cdot r_e^2 \cdot k \cdot h} \cdot \frac{p \cdot q}{z} \quad (46)$$

ahora:

$$\left(\frac{p \cdot q}{z} \right)_{\text{en condición yacimiento}} = \frac{p_{sc} \cdot q_{sc}}{1} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \text{ en condición estandar}$$

en consecuencia:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = - \frac{2 \cdot p_{sc} \cdot q_{sc}}{\pi \cdot r_e^2 \cdot k \cdot h} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \quad (47)$$

La ecuación 47 es la ecuación correcta para el flujo estado semiestable de gas en los pozos de almacenamiento. Es lineal y cuenta con un término constante al lado derecho de la tasa terminal constante.

- **Solución analítica para flujo estado semiestable**

La ecuación 47 es para el sistema de unidades Darcy-cgs híbrido. Se puede integrar en dos pasos de la siguiente manera:

$$\left(r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = \frac{-2 \cdot p_{sc} \cdot q_{sc}}{\pi \cdot r_e^2 \cdot k \cdot h} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{r^2}{2} + c_1 \quad (48)$$

A continuación evaluar la constante de integración con la condición de frontera exterior:

$$@r = r_e \quad , \quad \frac{\partial p}{\partial r} = 0$$

lo que conduce a

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_p}{\partial r} &= 0 \\ c_1 &= \frac{2 \cdot p_{sc} \cdot q_{sc} \cdot T}{\pi \cdot r_e^2 \cdot k \cdot h \cdot T_{sc}} \cdot \frac{r_e^2}{2} \\ c_1 &= p_{sc} \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot k \cdot h} \end{aligned}$$

Ahora, sustituyendo el valor de c_1 en la ecuación 48:

$$\begin{aligned} r \cdot \frac{\partial p_p}{\partial r} &= p_{sc} \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2} \right) \\ \frac{\partial p_p}{\partial r} &= p_{sc} \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right) \end{aligned} \quad (49)$$

Integrando de nuevo sobre el dominio radial y la inserción de los límites apropiados, se obtiene:

$$p_{pr} - p_{pwf} = p_{sc} \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2 \cdot r_e^2} + \frac{r_w^2}{2 \cdot r_e^2} \right) \quad (50)$$

dejar de lado el término pequeño $\frac{r_w^2}{2r_e^2}$ en comparación con los demás y la adición de un término por el efecto de daño (*Skin Effect*) adimensional; este efecto representa la reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo y puede ser producido por una reducción en el área ortogonal a la dirección de flujo cerca del pozo, podemos escribir la caída de pseudo-presión total a través de la matriz de drenaje total, desde la $r = r_w$, hasta $r = r_e$ como:

$$p_{pre} - p_{pwf} = p_{sc} \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right) \quad (51)$$

La ecuación 51 está bien, excepto no es muy útil ya que la pseudo-presión p_{pre} predominante en el límite de la matriz de drenaje no está fácilmente disponible.

La presión del yacimiento equilibrada, por el contrario, se puede medir o correlación en términos de datos presión de cierre (o en términos de un dato presión pozo indicador clave).

El equilibrio presión del yacimiento puede calcularse a partir de la distribución pseudo-presión dada por la ecuación 50 de la siguiente manera:

$$\bar{p} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} 2\pi \cdot \phi \cdot r \cdot h \cdot p_p \cdot dr}{\int_{r_w}^{r_e} 2\pi \cdot r \cdot h \cdot \phi \cdot dr}$$

$$\bar{p} \approx \frac{2}{r_e^2} \cdot \int_{r_w}^{r_e} p_p \cdot r \cdot dr$$

El resultado final integrando se obtiene fácilmente como:

$$p_p - p_{pwf} = q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot \frac{T}{T_{sc}} \cdot \frac{1}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (52)$$

Ahora agregamos la caída de la presión *skin* (factor de daño) adicional en términos del coeficiente *skin* (factor de daño) adimensional, para obtener el factor de daño (s):

$$p_p - p_{pwf} = q_{sc} \cdot \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \cdot \frac{T}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad (53)$$

La ecuación 53 está en unidades Darcy-cgs, donde:

p_p en $\frac{(\text{atm})^2}{\text{cp}}$.
 p_{pwf} en $\frac{(\text{atm})^2}{\text{cp}}$.
 q_{sc} en $\frac{\text{cc}}{\text{s}}$.
 T_{sc} en $^{\circ}\text{R}$.
 p_{sc} presión en atm.
 k en Darcies.
 h en cm.
 r_e en cm.
 r_w en cm.

y la podemos convertir en unidades de campo como:

$$\bar{p}'_p - p'_{pwf} = 1422,32 \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad (54)$$

La ecuación 54 se recomienda y se utiliza ampliamente en el diseño y operación de los campos de almacenamiento subterráneo para el cálculo de capacidad de entrega de gas mediante la combinación de la caída de presión a través de la matriz porosa de todo el pozo a la caída de presión a través de la cadena de producción.

- **Efecto de flujo no Darcy**

La ecuación 54 se deriva analíticamente para el caso de flujo Darcy para el cual el efecto *skin* (factor de daño) fue agregado por el análisis de inspección. Efectos de la inercia y la turbulencia se añaden al paréntesis adimensional como un término caída pseudo-presión adicional Dq_{sc} . EL coeficiente turbulencia (D) tiene la dimensión de $(q_{sc})^{-1}$. Se ha demostrado por Lee, Logan y Tek (1986) que añadir el efecto de la turbulencia de la forma anterior a la del coeficiente *skin* (factor de daño) proporciona una aproximación razonable para los pozos de gas que operan en un nivel bajo o moderado de intensidad de la turbulencia:

$$\bar{p}'_p - p'_{pwf} = 1422,32 \cdot q_{sc} \cdot \frac{T}{k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + D \cdot q_{sc} \right) \quad (55)$$

Una ecuación de predicción para el coeficiente de turbulencia (D) también se da en la tesis doctoral del Dr. Lee (1986). La ecuación 55 se expresa en unidades de campo.

7. METODOLOGÍA

7.1 DETERMINAR CAPACIDADES PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO EN YACIMIENTOS AGOTADOS

Capacidad geométrica desde 28.317.381 m³ a 1.444.159.165 m³ (1 BCF a 51 BCF) (FERC, 2004).

Rango de presión desde 29 bar a 180 bar y temperatura desde 26 °C a 44 °C (FERC, 2004).

7.2 DEFINIR COSTOS INVOLUCRADOS PARA LA IMPLEMENTACION DE ACUERDO AL TIPO Y CAPACIDAD

El costo de adecuación va desde USD\$ 8,6 millones a USD\$ 438,6 millones para las capacidades dadas, tomando como referente en EEUU, para el año 2010 el costo para desarrollos nuevos en yacimientos agotados es de MMUSD\$ 8,6 por Bcf de capacidad de gas de trabajo como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Costo desarrollo de almacenamientos subterráneos de gas natural

Año	Costo desarrollo nuevo por capacidad de gas de trabajo			Costo desarrollo expansión por capacidad de gas de trabajo		
	Yacimiento agotado	Acuífero	Caverna de sal	Yacimiento agotado	Acuífero	Caverna de sal
2004	5,0 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	6,0 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	10 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$			
2007	6,6 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	13,6 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	8,4 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	4,9 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	10,9 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	6,7 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$
2008 2009	8,4 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	16,9 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	10,7 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	6,2 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	13,9 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	8,5 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$
2010	8,6 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	17,2 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	10,9 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	6,3 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	14,2 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$	8,7 $\frac{\text{MMUSD\$}}{\text{Bcf}}$

Fuente: ICF INTERNATIONAL, *North American Midstream Infrastructure Through 2035 – A Secure Energy Future*, INGAA Foundation, 2011.

El costo de adecuación de un yacimiento agotado en un almacenamiento subterráneo de gas natural depende de factores fijos (capacidad del depósito y la máxima presión del yacimiento) y de factores variables (número de pozos, la presión en la boca del pozo, relación gas de trabajo / gas colchón) incluyendo el tamaño de la tubería del sistema de recolección y el de la línea de transmisión.

En la Tabla 7 se ilustran los factores de diseño y económicos para la implementación de una facilidad de almacenamiento típica en los EEUU para un tamaño de 26 BCF y presión máxima de yacimiento de 1.365 psia en el año 1995.

Tabla 7. Factores de diseño físicos y económicos para una facilidad de almacenamiento típica en EEUU

Tamaño Yacimiento en BCF	26,0
Presión Máxima Yacimiento en psia	1.365
Costo Compresor por Caballo de fuerza en USD	\$ 2.000
Costo del pozo por cada pozo en USD	\$ 450.000
Factor C pozo	0,1041
Factor n pozo	0,8435
Costo de tubería de una milla por pulgada base en USD	\$ 20.000
Costo Gas Colchón por Mcf en USD	\$ 2,25
Costo O&M Compresor por Caballo de fuerza (Excl. Combustible) en USD	\$ 100
Combustible Compresor – Pie cubico por caballo de fuerza por hora	9
Costo de Combustible Compresor por Mcf en USD	\$ 2,25
Tasa Depreciación en porcentaje	4,00
Impuesto Retorno & Ingreso en Porcentaje de Depreciación Inversión	19,50
Impuestos y seguros en Porcentaje de Depreciación Inversión	1,25
General y administrativo en Porcentaje de Depreciación Inversión	0,50

Fuente: Flanigan, O., *Underground gas storage facilities: Design and implementation*, 1995.

7.3 NORMATIVIDAD EXISTENTE EN EL EXTERIOR Y EN COLOMBIA

7.3.1. Normatividad en el exterior

En los últimos 20 años se ha optado por la desregulación de los mercados de gas natural en los países desarrollados y en desarrollo, el sector de la energía fue estratégico e importante para los gobiernos y por ello los Estados controlaban esta

industria. Como consecuencia de la crisis energética de los años setenta ocurrieron políticas de liberalización como reformas legislativas, el desmantelamiento del monopolio de estado, la privatización, competencia con terceras partes para ofertar gas y de forma diferente en cada país, con la finalidad de disminuir la intervención estatal y lograr bajos precios en el suministro de gas natural. Este proceso de liberalización se adelanta desde hace algunos años en EEUU, Canadá, Reino Unido y continua produciéndose en la Unión Europea y en otros países del mundo.

La regulación se lleva a cabo en forma diferente, en países grandes donde prevalece el termino Federal existen Comisiones Reguladoras en cada una de las provincias o estado, en algunos estados de EEUU y Canadá existe la Comisión Única de Regulación (agrupación de servicios como electricidad, gas, agua, entre otros), en otros países es evidente un ente regulador con leyes específicas y en países pequeños con comisiones reguladoras aprobadas por una Ley Nacional mediante aprobación del Congreso.

En EEUU comienza la industria del gas natural a mediados del año 1800 configurándose en un monopolio, para el año de 1938 el Gobierno Federal estableció la ley de Gas Natural (NGA) para la regulación de gas natural interestatal de los gasoductos donde el almacenamiento pertenecía al paquete de productos vendidos a los servicios públicos de distribución por gasoductos y jugaban un papel importante en el mantenimiento de la fiabilidad del suministro para satisfacer las demandas de los consumidores, un seguro contra accidentes imprevistos, desastres naturales, u otros acontecimientos que afectaran a la producción o suministro de gas natural. En Noviembre de 1978 el congreso aprobó la Ley de Políticas Gas Natural (NPGA) para desregulación y se creó la *Federal Energy Regulator Commission* (FERC), en 1985 la FERC emitió la Resolución N°436, que cambio la forma como estaban regulados los gasoductos interestatales tomando el papel solo de ser transportadores y no de comercializadores, esta Ordenanza se conoció como la Orden de Acceso Directo. En 1992 la Orden FERC 636 fijo que las tuberías deben separar sus servicios de transporte y de venta, de modo que todos los clientes de tuberías tienen una opción en la selección de su comercialización de gas, transporte, almacenamiento y servicios de cualquier proveedor, en cualquier cantidad y esta Orden fue vista como la culminación de la desagregación y la desregulación de la industria del gas natural de un estado a otro, y que los gasoductos interestatales ofrezcan servicios que permitan la prestación del servicio eficiente y confiable de gas natural a usuarios finales con precios más bajos, el almacenamiento continua siendo vital y acomodándose al entorno normativo de la época para servir como un amortiguador entre el transporte y distribución, para garantizar un suministro adecuado de gas natural para la demanda de los cambios estacionales, y las variaciones inesperadas de la demanda y también es utilizado por los participantes de la industria por razones comerciales, para el almacenamiento de gas cuando los precios son bajos, y retirarlo y venderlo cuando los precios son altos (NATURALGAS, 2011).

En la Unión Europea, la Directiva del Gas Natural 98/30 (GD) relativa a la apertura de mercados se han establecido reglas comunes para la transmisión, la distribución, el suministro y el almacenamiento del gas natural. La liberalización en Europa difiere de un país a otro siendo el Reino Unido el de mayor grado de liberalización.

En Latinoamérica, los países que cuentan con marcos normativos, los organismos reguladores establecidos tienen estructuras diferentes dependiendo de la forma en que se organiza el Poder Ejecutivo (Campodónico, 1999). Por lo general son administrativamente autónomas, sin embargo. En algunos casos caen bajo ministerios (Argentina, Colombia), en otros, forman parte de los sistemas nacionales de reglamentación (Bolivia), mientras que en Chile la regulación se lleva a cabo por una comisión interministerial. También varían en sus formas de financiación. En algunos casos, en función del presupuesto general, pero en otros (Bolivia y Colombia) que se financian con las contribuciones de las empresas que regulan.

En Argentina, el Órgano Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) se creó en el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. En Bolivia, existe una Superintendencia de Hidrocarburos que pertenecen al Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), que forma parte del Poder Ejecutivo, bajo la supervisión del Ministerio de Finanzas y Desarrollo Económico. Chile no tiene un cuerpo normativo especializado para la industria del gas natural. La Comisión Nacional de Energía, bajo la dirección del Presidente a nivel ministerial de la Comisión, es responsable de la regulación, mientras que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dependiente del Ministerio de Economía, lleva a cabo funciones de supervisión de rutina. En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es responsable de la regulación del sector del gas, es un organismo cuasi autónomo dependiente del Ministerio de Energía, que a su vez está bajo el Poder Ejecutivo. En Colombia, la figura legal de "Empresas de Servicios Públicos" existe y tiene su propia legislación. La Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible actúa en el sector como una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, con autonomía administrativa, técnica y financiera. También existe la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que se encarga, a petición de la Oficina del Presidente de la República, para el control, inspección y supervisión de los organismos que prestan tales servicios.

7.3.2. Normatividad en Colombia

Revisando la única normatividad existente en Colombia (ver anexo 1) se aprecia que la cadena del gas natural sin el Estado no hay mercado y su principal problema a la fecha es la incertidumbre ya que no hay coherencia en la política del

gas. Se aprecia notablemente que falta reglamentación que estimule la oferta y abra mejores oportunidades para la demanda del gas natural, en cuanto al almacenamiento se habla de él pero sin reglamentación, el Estado aún no ha fijado las reglas para su implementación y remuneración para los proyectos de inversión.

El Estado debe resolver los problemas de incertidumbre en la oferta con políticas de seguridad claras en el uso del gas, generación del reglamento del gas como lo hay en el eléctrico, exigir la implementación de sistemas de almacenamiento de gas natural para poder resolver los problemas de demanda de gas natural como son la confiabilidad del suministro continuo, y así poder dar más seriedad a los sistemas contractuales, Es importante enfatizar que mientras no exista una política clara que premie al operador en hacer inversiones que puedan garantizar confiabilidad no es posible mostrar avances en el tema.

Por su parte el sector privado debe hacer las inversiones requeridas para disminuir la incertidumbre en la oferta y para así exigir mayor transparencia en la información del mercado del gas natural, siempre y cuando el Gobierno Colombiano les genere un marco regulatorio coherente, estable y que vaya en dirección correcta con la política, no permitir que la CREG sea la que defina la política como se aprecia en la intención con los decretos N0. 2730 de 2010 (COLOMBIA, MME, 2010) y No. 2100 de 2011 (COLOMBIA, MME, 2011), ya que la regulación se encarga es de desarrollar la política y no al contrario, se debe obligar a que el Ministerio vaya a la CREG para poder lograr un entendimiento entre política – regulación.

7.4 DIAGNOSTICAR LAS RESERVAS PROBADAS Y LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

- **Reservas probadas**

Reportadas a final del 2011: 5,8 trillones de pies cúbicos, 0,2 trillones de metros cúbicos, Relación reservas/producción R/P 14,9 (BP, 2012).

En la Tabla 8 se registran las reservas de gas reportadas en Giga Pies Cúbicos por año.

Tabla 8. Reservas probadas de gas comercial en Colombia

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
GPC	4507	4225	4040	4187	3395	4342	4641	4384	4737	5405	5464

Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

En la Tabla 9 se observan las reservas probadas de gas comercial de acuerdo al tipo de contrato donde se aprecia que Ecopetrol es el dominante, a partir de 1997 Ecopetrol como tal disminuye la participación individual pero incrementa la participación en contratos de asociación y solo a partir del año 2008 aparecen los primeros reportes de participación de los contratos E&P (exploración y producción) adjudicados a las empresas independientes por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Tabla 9. Reservas probadas de gas comercial desde 1992 hasta el 2011 de acuerdo al tipo de contrato en Colombia**Giga Pies Cúbicos**

Contrato	Ecopetrol	Asociación	E&P	Total
1992	643,0	5.898,0		6.541,0
1993	776,0	6.675,0		7.451,0
1994	758,0	6.786,0		7.544,0
1995	711,0	6.949,0		7.660,0
1996	677,0	6.990,0		7.667,0
1997	182,0	6.746,0		6.928,0
1998	193,3	6.734,8		6.928,1
1999	108,9	6.532,1		6.641,0
2000	229,8	4.309,2		4.539,0
2001	212,0	4.295,0		4.507,0
2002	212,2	4.012,8		4.225,0
2003	162,4	3.877,6		4.040,0
2004	69,5	4.117,5		4.187,0
2005	72,6	3.922,3		3.995,0
2006	111,1	4.231,2		4.342,3
2007	278,5	4.362,5		4.641,0
2008	187,0	3.768,0	429,0	4.384,0
2009	242,9	4.041,2	452,6	4.736,8
2010	498,0	4.346,0	561,0	5.405,0
2011*	242,9	4.717,3	545,7	5.463,5

Las reservas del 2007, incluyen 2.056,20 GPC remanentes de gas comercial. Próximo a comercializar 1.683,4, incluyen 901,4 para consumo propio Las reservas del 2008: incluyen 2.180,51 GPC reservas probadas desarrolladas comercializables y No desarrolladas probadas de 2203,08 GPC.

*Preliminar

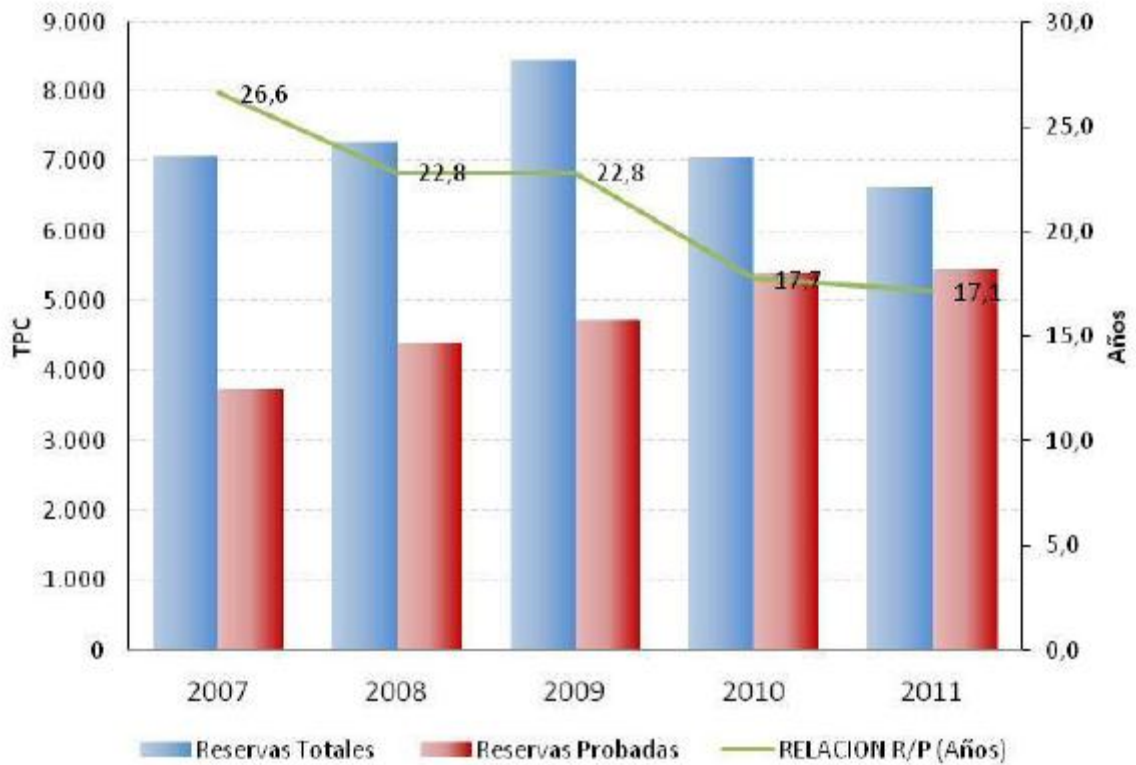
Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

En la Figura 15 se aprecia que durante los últimos 5 años las reservas probadas se han mantenido por encima de los 4 TPC.

El país a 31 de diciembre de 2011 tenía un total 6,6 TPC de reservas, de las cuales 5,4 TPC son reservas probadas, 0,65 TPC son reservas probables y 0,51 TPC son reservas posibles. Del año 2011 con respecto al año 2010 disminuyeron las reservas totales en un 6,41 % y aumentaron las reservas probadas en 45,84 % y relación R/P 17,5 años de abastecimiento. Siendo la participación de las reservas probadas del 82 % para el año 2012 (Cadena *et al*, 2012).

Para el año 2011 el campo la Creciente reporta 600 GPC de reservas probadas.

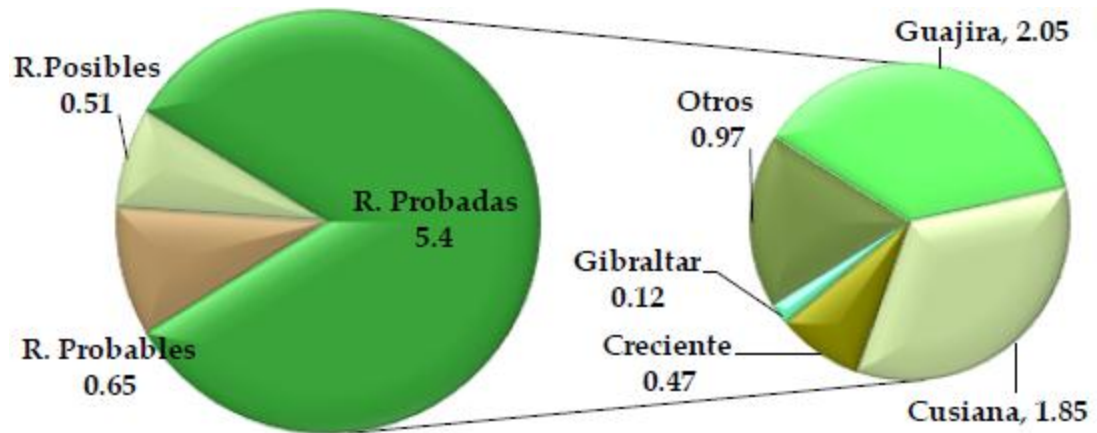
Figura 15. Reservas totales y probadas de gas comercial desde 2007 hasta el 2011 en Colombia en Tera Pies Cúbicos



Fuente: Cadena, A., Herrera, B, & González G., *Abastecimiento de gas natural en Colombia*. Cartagena, Colombia, 2012.

Las reservas probadas a 31 de diciembre de 2011 ascienden a 5,4 TPC, mostrando un incremento del 45,84 % respecto del 2010, de los cuales el 38 % corresponde al campo Guajira y el 34% al campo Cusiana, en la Figura 16 podemos apreciar la distribución de las reservas posibles, probables y probadas al año 2011.

Figura 16. Distribución de las reservas de gas natural al 2011 en Colombia



Fuente: Cadena, A., Herrera, B., & González G., *Abastecimiento de gas natural en Colombia*. Cartagena, Colombia, 2012.

Los descubrimientos de gas en el 2010 y 2011 que se encuentran en etapa de evaluación están concentrados en gran parte en las cuencas del Valle Inferior y Valle Medio del Magdalena y Catatumbo como se aprecia en la Tabla 10:

Al momento para la ANH las cuencas con mayor prospectiva para gas natural y con la apertura de pozos exploratorios en el 2011 se describen en la Tabla 11:

Tabla 10. Descubrimientos de gas en el año 2010 y 2011 en Colombia

Contrato	Compañía	Campo	Estado	Cuenca	Formación productora
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Nelson	En Evaluación	VIM	Ciénaga de Oro
Guama	Pacific Stratus Energy Colombia Corp	Pederalito	En Evaluación	VIM	Porquero
Perdices	Hocol S.A.	Granate	En Pruebas	VIM	Porquero
Sierra Nevada	Petrolífera	Brillante	En Evaluación	VIM	Ciénaga de Oro
Talora	Petrosouth Energy Corporation Sucursal Colombia	Vernal	En Evaluación	VMM	Tetuán
Urbante	Ecopetrol	Oripaya	En Evaluación	Catatumbo	Aguardiente

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010*, elaborado por dirección de Gas MME, 2010.

Tabla 11. Cuencas con mayor prospectiva para gas natural en el 2011 en Colombia

Cuenca	No. Pozos Exploratorios
Catatumbo	5
Cesar Ranchería	2
Cordillera Oriental	8
Valle Inferior del Magdalena	6
Total General	21

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010*, elaborado por dirección de Gas MME, 2010.

Revisando la información anterior se observa una posición dominante de Ecopetrol lo que no permite un mercado competitivo (ver Tabla 9), las reservas probadas se han mantenido en un nivel muy estable y en algunas ocasiones suceden mensajes equívocos de las autoridades en cuanto a incertidumbre porque unos dicen que hay suficiente gas natural y otros que no, los que dicen que hay suficiente es porque está en el subsuelo pero no nos podemos confiar en ello y se debe realizar por lo tanto más exploración y producción.

Los contratos de Exploración y producción suscritos están destinados a la búsqueda de petróleo y gas (hidrocarburos) pero no se suscriben contratos para la búsqueda solamente de gas natural aunque existan cuencas con mayor prospectiva para gas natural libre.

- **Producción**

En la Tabla 12 se presenta la producción de gas natural en Billones de metros cúbicos y en millones de toneladas de petróleo equivalente por año.

Tabla 12. Producción de Gas Natural en Colombia

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BCM	6,1	6,2	6,1	6,4	6,7	7,0	7,5	9,1	10,5	11,3	11,0
MTep	5,5	5,5	5,5	5,7	6,0	6,3	6,8	8,2	9,5	10,1	9,9

Fuente: BP, Natural gas, *Statistical Review of World Energy*, 2012.

En la Tabla 13 la producción de los campos de gas natural se observa en la Costa Atlántica que el campo Güepajé disminuye su producción y aparece la producción del campo de la Creciente a partir del 2008, en Barrancabermeja y Bucaramanga disminuyen la producción los campos Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro y aparece la producción de otros campos del Valle Magdalena Medio a partir del 2008, En Bogotá y Llanos el campo Apiay disminuye su producción y aparece la producción del campo Pauto Floreña a partir del 2007, los demás campos permanecen estables en su producción.

Tabla 13. Producción de gas natural desde 1998 hasta el 2011 de acuerdo a los campos de producción en Colombia

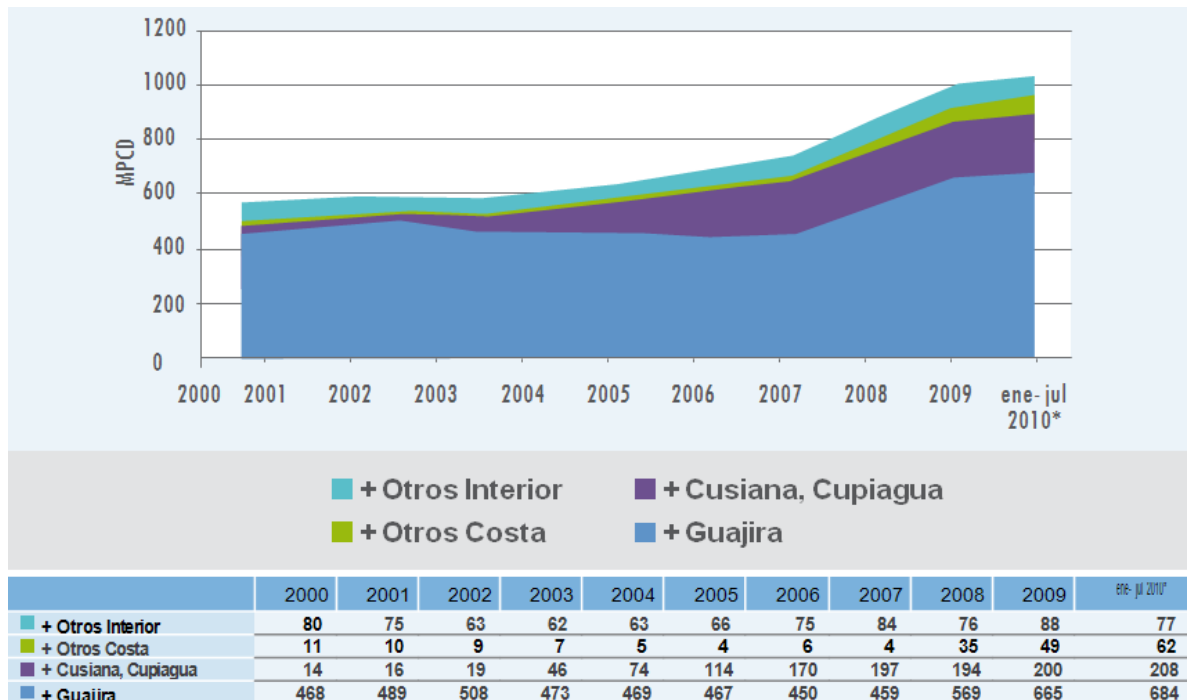
Oferta de Gas Natural MPCD	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
TOTAL PAÍS	604	498	573	590	599	588	611	652	702	743	874	1003	1025	1022
Guajira	432	374	468	489	508	473	469	467	450	459	569	665	679	637
Otros Costa	31	23	11	10	9	7	5	4	6	4	35	49	65	65
Cusiana, Cupiagua	14	13	14	16	19	46	74	114	170	197	194	200	202	248
Otros Interior	127	88	80	75	63	62	63	66	75	84	76	88	80	71
Costa Atlántica	463	397	479	499	517	480	474	471	457	462	604	715	744	703
Guajira	432	374	468	489	508	473	469	467	450	459	569	665	679	637
Guepajé	31	22	11	10	9	7	5	4	4	3	0	0,4	2,2	1,9
Creciente											34	44	59	60
Otros Costa	0	0	0	0	0				3	1	1	5	3	3
Barranca y Bucaramanga	114	75	70	65	51	49	49	52	60	52	37	36	31	33
Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro	114	75	70	64	51	49	49	52	60	52	18	24	18	23
Otros Magdalena medio											19	12	13	9
Bogotá, GBS y Llanos	24	23	21	21	25	53	82	122	177	223	224	239	234	274
Cusiana, Cupiagua	14	13	14	16	19	46	74	114	170	197	199,4	200	202	248
Apiay	10	9	7	5	6	7	8	8	8	12	9	3	2	3
Pauto Floreña										15	21	33	30	22
Otros Llanos											1	2	1	0
Tolima y Huila	3	4	3	6	6	7	7	7	7	6	8	13	14	11
Montañuelo	3	4	3	6	6	7	7	7	7	4	2	0	0	0
Otros Sur										2	5	13	14	11
Intercambios de Gas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Exportaciones a Venezuela											147	180	155	205
Ballena – C. Atlántica	384	313	357	345	343	314	318	317	323	319	262	313	330	283
Ballena – Interior	72	77	112	142	160	146	138	139	118	147	160	172	195	150
Sistemas aislados											15	23	36	25
Cerrito											1	1	2	2
Pauto Floreña										15	21	33	30	22
Otros llanos											1	2	1	0

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

La capacidad de producción de gas natural en Colombia observada en la Tabla 13 muestra una tendencia creciente que se mantendrá por dos años más de acuerdo con la información reportada al Ministerio de Minas y Energía en virtud del Decreto 2687 de 2008. El aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda.

En la Figura 17 se distingue que el Grupo más productor es Guajira (Ballena y Chuchupa) y en segundo lugar Cusiana (Cusiana y Cupiagua).

Figura 17. Producción de gas natural desde 2000 hasta el 2010 de acuerdo a los campos de producción en Colombia



Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

En la Tabla 14 se dan los productores de gas natural agrupados por zonas y campos productores de gas natural en Colombia.

Tabla 14. Campos de producción de gas natural agrupados por zonas en Colombia

GRUPO	CAMPOS
Guajira	Ballena, Chuchupa
Arianna	Arianna, Cañaflecha, Katana
Guepajé	Guepajé
La Creciente	La Creciente, La creciente d, Apamante
El Dificil	El Dificil, Brillante se
Gibraltar	Gibraltar
Cusiana	Cusiana, Cupiagua
Pauto – Floreña	Pauto, Floreña, Morichal, Tocaría, La gloria
Otros Llanos	Libertad, Reforma, Suria, Guayuriba, Austral, Tanane, Ocoa, Pompeya, Corcel
Apiay	Apiay, Rancho Hermoso, La Punta, Guatiquia, Gavan
Payoa – Provincia	Payoa, Payoa West, La Salina, La Salina Sur, Corazón West, Corazón West C, Liebre, Bonanza, Sabana, Santos, Suerte, Conde, Provincia
Otros Mag. Medio	Lisama, Lisama Profundo, Nutria, Ilanito, Peroles, Tesoro, La Cira, Infantas, Gala, Yarigui, Cantagallo, Casabe, Guariques, Opón, Serafin
Sur	Don Pedro, Monserrate, Toqui Toqui, Tenay, Mana, Chaparro, Montañuelo, Espino, Santa Clara, Abanico, Ventilador, Rio Ceibas, Guaduas, Tempranillo, Tenax, Gigante, Dina Terciarios, Dina Cretaceos, San Francisco, La hochar
Cerrito - Sardinata	Cerrito, Sardinata, Cerro Gordo

Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

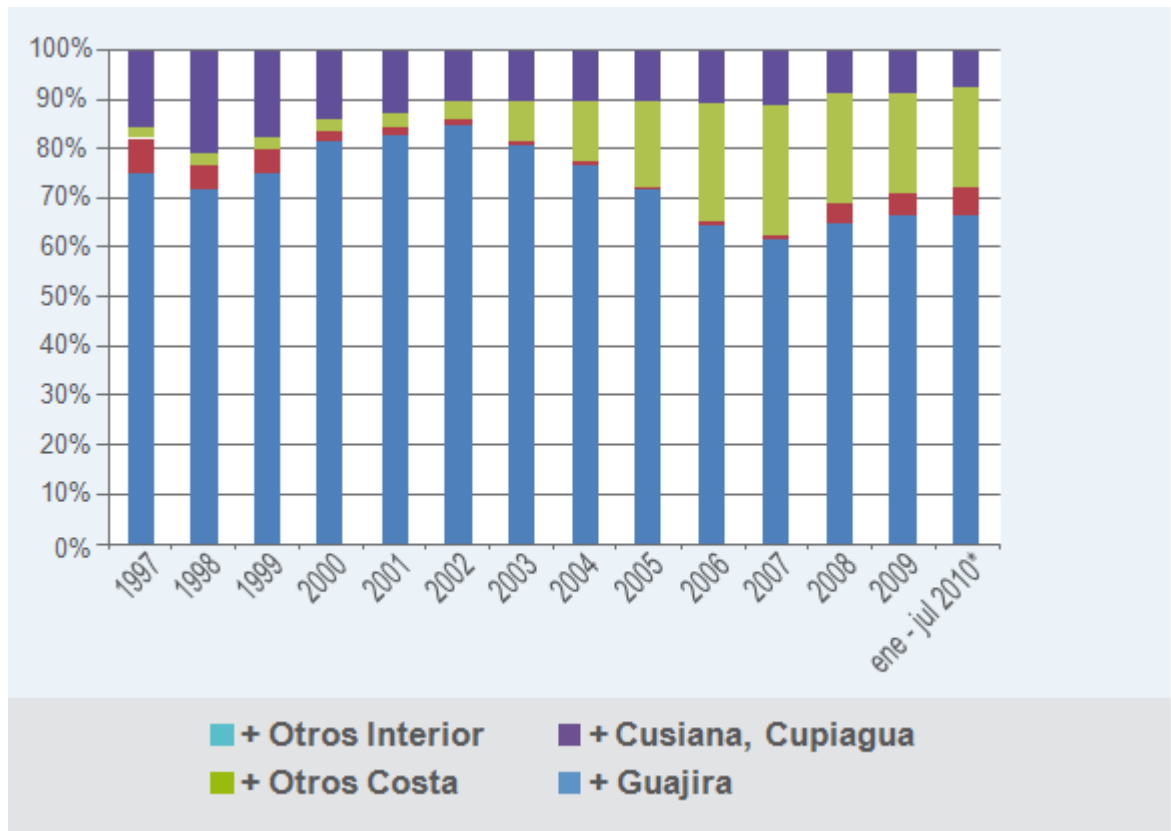
En 1990 la oferta fue de 385 MPCD, en 2011 fue de 1022 MPCD siendo el principal productor el departamento de La Guajira cuya participación no ha bajado del 60 % durante este periodo como lo podemos ver en la Figura 18.

En el año 2011, la oferta de gas natural disminuyo 0,29 % respecto al 2010 al pasar de 1025 MPCD a 1022 MPCD, registrándose una tasa de crecimiento promedio anual en los últimos 10 años del 5,8 %.

Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se concentran en los campos Ballena y Chuchupa, en la Costa Atlántica y en Cusiana y Cupiagua, localizados en el Interior del país. Durante el año 2011, los campos de La Guajira y Cusiana, fueron responsables del 87 % del suministro, de los cuales el 62 % corresponde a Guajira y el 25 % a Cusiana y Cupiagua, que equivalen a 637 MPCD y 248 MPCD, respectivamente.

Se aprecia de la Tabla 9 y Tabla 13 que la producción de gas ha aumentado a un ritmo superior al de incorporación de reservas.

Figura 18. Participación en porcentaje de las zonas de producción de gas natural en Colombia



Fuente: UPME, CNO GAS

Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010*, elaborado por dirección de Gas MME, 2010.

7.5 DIAGNOSTICAR LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA POR ZONAS Y LAS PROYECCIONES DE DEMANDA

- **Consumo**

En la Tabla 15 se da el consumo de gas natural en billones de metros cúbicos y en millones de toneladas de petróleo equivalente por año.

Tabla 15. Consumo de Gas Natural en Colombia

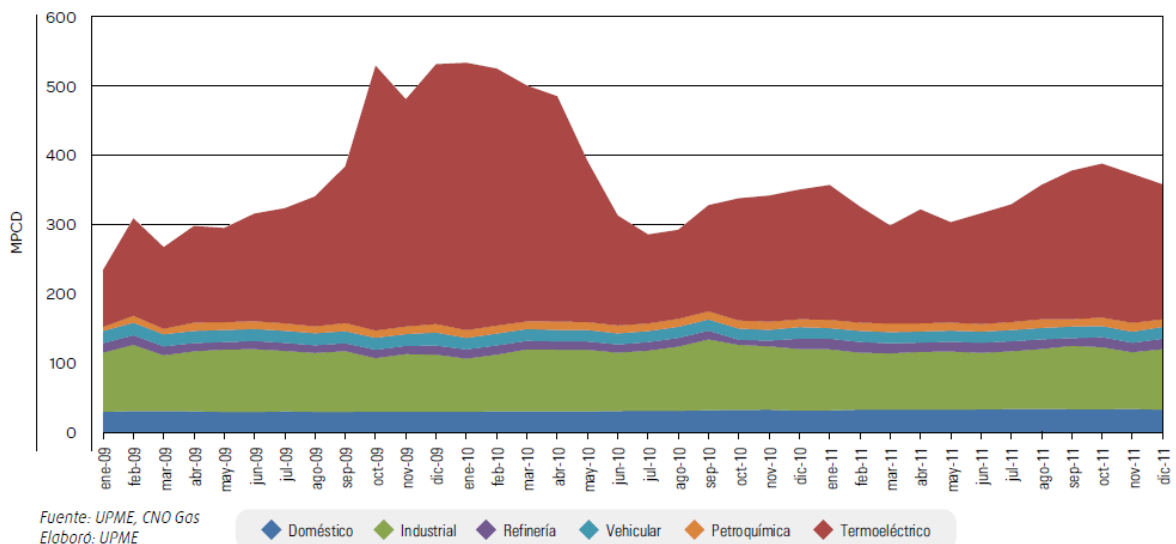
Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BCM	6,1	6,1	6,0	6,3	6,7	7,0	7,4	7,6	8,7	9,1	9,0
MTep	5,5	5,5	5,4	5,7	6,0	6,3	6,7	6,8	7,8	8,2	8,1

Fuente: BP, Natural gas, *Statistical Review of World Energy, 2012.*

El cambio del 2011 con respecto al 2010: -1,1 %. En 1990 el consumo final fue del 5,7 % y para el 2012 fue del 16 %, convirtiéndose en uno de los energéticos más importantes para el país.

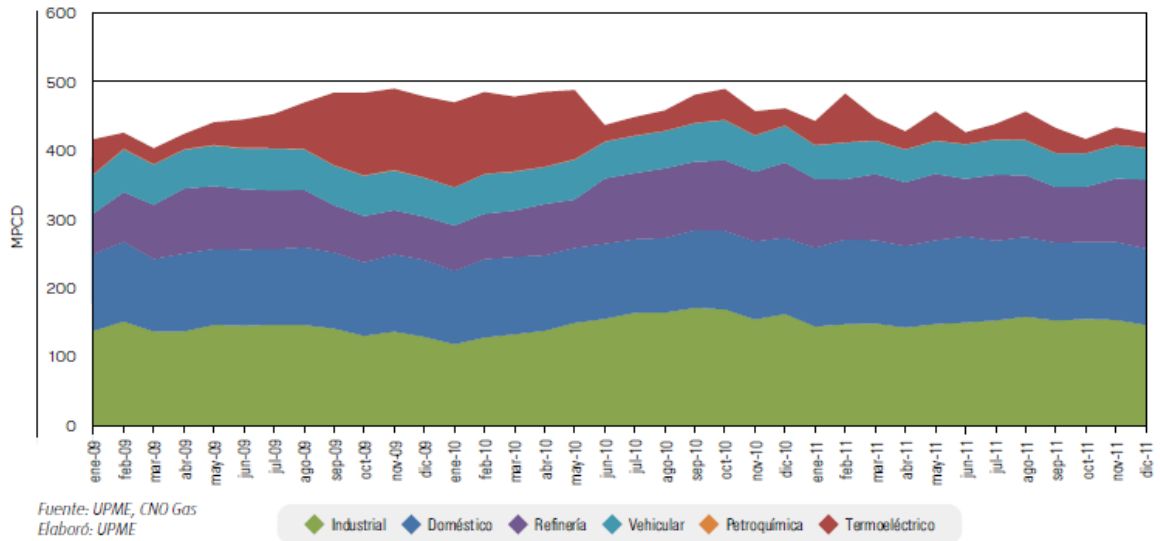
De enero 2009 a julio de 2010 se presentó el fenómeno climatológico del Niño como se puede apreciar en la Figura 22, lo cual hizo que se aumentara el consumo de gas natural por parte de las termoeléctricas, sin embargo, a mediados de 2010 esta situación se ha normalizado. De la Figura 19 para el consumo de gas natural sector costa Atlántica se aprecia que el mayor consumo se da en el sector eléctrico en cambio para el sector interior del país podemos apreciar en la Figura 20 que los mayores consumos se dan en el sector industrial, domestico, refinería, en su respectivo orden y disminuye para el sector vehicular siendo el comportamiento de las dos figuras muy diferentes la una de la otra, por lo que la Figura 21 concerniente al consumo total del país es la resultante de la suma de las dos anteriores y donde las exportaciones en los períodos de fenómeno del Niño también se ven reducidas, la Figura 22 representa la demanda en forma individual por sector y se aprecia claramente el comportamiento de las exportaciones y fenómeno del Niño.

Figura 19. Consumo de gas natural sector de la Costa Atlántica en Colombia



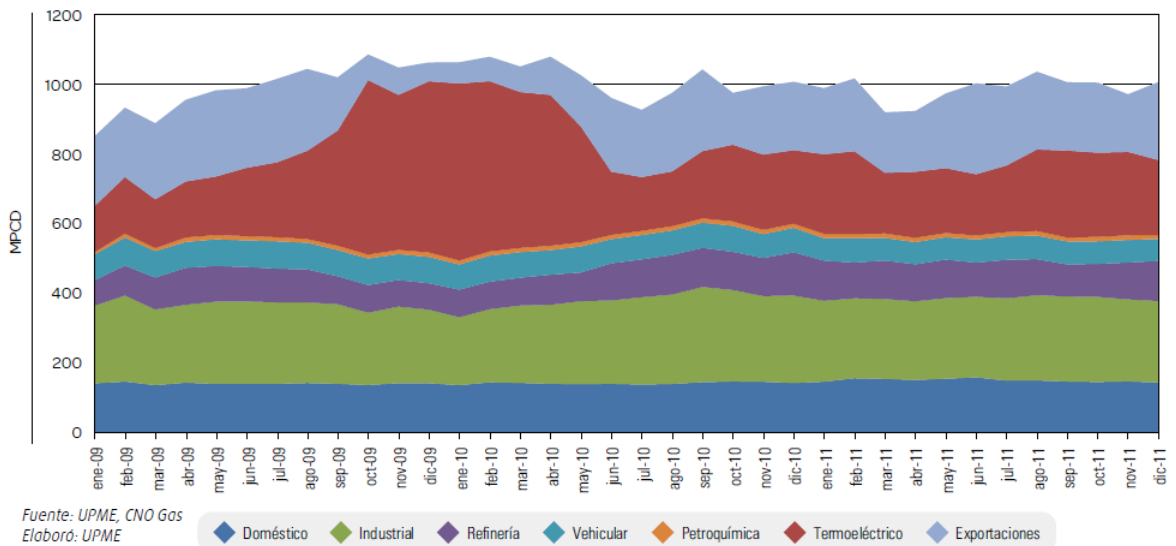
Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

Figura 20. Consumo de gas natural sector del interior del país en Colombia



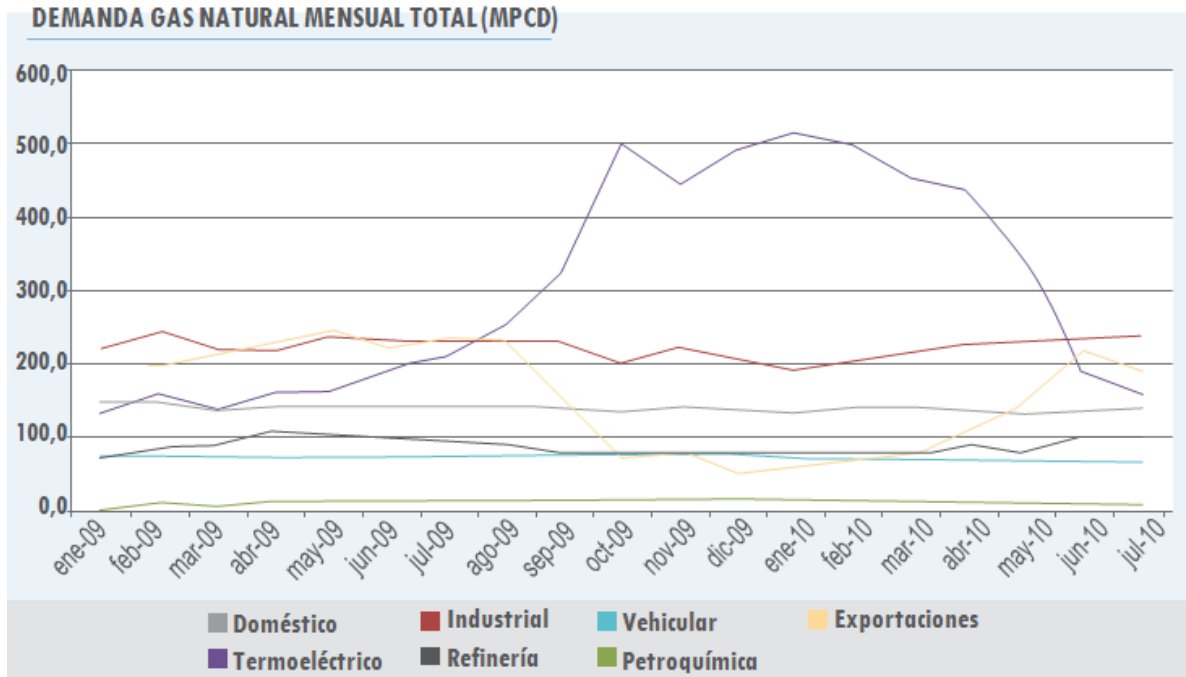
Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

Figura 21. Consumo de gas natural del total del país en Colombia



Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.*

Figura 22. Participación de la demanda de gas natural en Colombia por consumidores durante el fenómeno climatológico del Niño



Fuente: UPME, CNO GAS

Fuente: UPME, *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010*, elaborado por dirección de Gas MME, 2010.

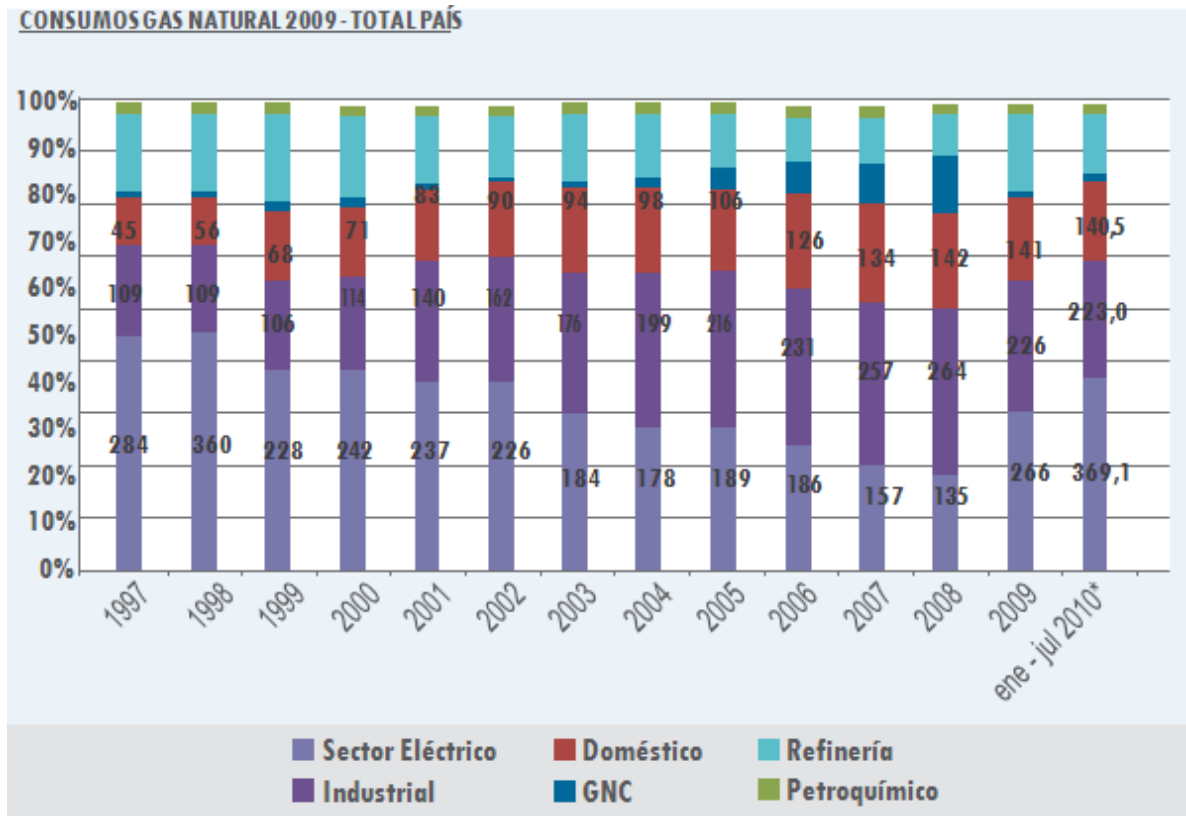
De la Figura 23 se aprecia el crecimiento del consumo de la industria en los 10 últimos años, en el periodo 2000-2006 creció al doble, pero se ha visto afectado por las restricciones impuestas para cubrir el fenómeno del Niño, para dar prioridad al consumo doméstico el cual se ha triplicado en los 10 últimos años.

El consumo vehicular también ha crecido, para el periodo 2002 a 2011 ha crecido seis veces pasando de 13 MPCD a 65 MPCD, pues el número de vehículos convertidos continúa en aumento pasando de 18369 vehículos en diciembre de 2002 a 365182433 vehículos a 31 de diciembre de 2011 (UPME, 2012). Durante el periodo de enero a diciembre de 2011 se han convertido en promedio 3388 vehículos al mes. El Ministerio de Ambiente adjudicó un cupo para importación sin aranceles de 100 vehículos híbridos, eléctricos y dedicados a gas natural para 2010, además anunció que para 2011 el CONFIS ha aprobado la importación de 100 vehículos más. Este sector también se ha visto afectado en los momentos de restricción del consumo.

El sector residencial cuenta con 6.121.312 usuarios (ver Tabla 1) a 31 de diciembre de 2011, representando un 98,3 % del total de usuarios conectados,

mientras que la industria con 0,04 % de usuarios representa el 30 % del consumo de lo corrido de este año como se aprecia en la Figura 1.

Figura 23. Consumo de gas natural del total del país en Colombia por los diferentes consumidores en % y MPCD



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010, elaborado por dirección de Gas MME, 2010.

A través del Decreto 2730 del 29 de julio de 2010 del Ministerio de Minas y Energía, se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural y se dictan otras disposiciones; la UPME recibe entre otras las funciones de elaborar un Plan indicativo de los requerimientos de expansión del Sistema Nacional de Transporte y la función de identificar diferentes alternativas para el almacenamiento en plantas satélite y analizarlas. Desde octubre de 2009, la UPME puso a consideración de los agentes y demás interesados, la versión preliminar del documento “Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural en Colombia” donde se hace un análisis de las proyecciones de

demanda y de oferta, se establecen diferentes alternativas de abastecimiento y se aplica un criterio de decisión para la selección de la mejor alternativa.

Se observa claramente que el sistema de transporte de gas natural en el país también es insuficiente en capacidad especialmente para momentos de tensión y no hay suficientes señales para su expansión afectando el panorama futuro de la oferta de gas natural.

- **Demanda**

En la Figura 1 se da la demanda de gas natural en el país, por sectores del año 2011 en porcentaje donde el 30 % correspondió al sector industrial, el 27 % al eléctrico, el 19 % al doméstico, 14 % a Refinería, el 8 % al GNCV y el 2 % al petroquímico.

En la Tabla 16 se da la demanda de gas natural en el país, por zonas y sectores desde el año 2007 hasta el 2011 en millones de pies cúbicos por día. El consumo promedio de gas natural durante el año 2011 fue de 783 MPCD donde el 30,01 % correspondió al sector industrial, el 29,5 % al eléctrico, el 19,28 % al doméstico, 13,41 % a Refinería, el 8,43 % al GNCV y el 1,53 % al petroquímico.

En la Tabla 1 se observa el crecimiento de las instalaciones residenciales de gas natural desde el año 2007 hasta el 2011 por regiones donde los departamentos de Cundinamarca - Boyacá y Antioquia son los de mayor crecimiento, y en la Figura 24 se aprecian los porcentajes de distribución de instalaciones de gas natural residencial en el país a diciembre de 2011 siendo el de mayor porcentaje Cundinamarca - Boyacá.

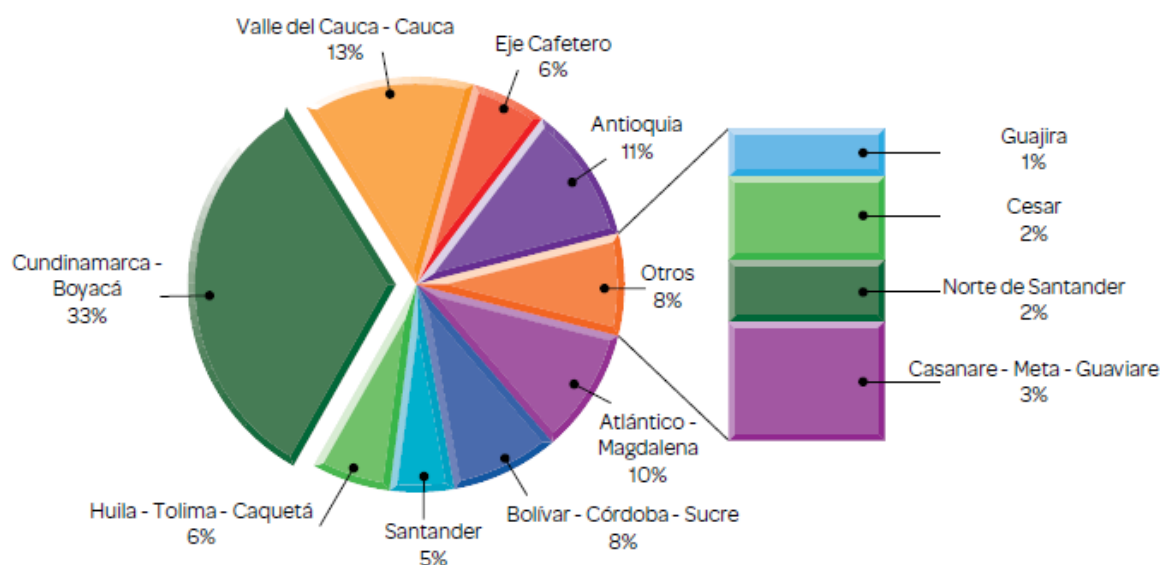
Se aprecia claramente que hay un problema más de oferta que de demanda, la demanda de las electrificadoras es puntual y muy grande lo cual afecta la oferta en especial en las épocas de fenómeno del Niño, lo que demuestra que el esquema de generación de energía eléctrica a partir de gas natural es un fracaso y el gobierno no debe permitir más la creación de nuevas plantas térmicas de gas.

Tabla 16. Demanda de Gas Natural en Colombia en MPCD desde 2007 hasta el 2011

	2007	2008	2009	2010	2011
TOTAL PAÍS	731	723	811	859	783
+ Sectores No Eléctricos	574	588	544	565	569
Refinería	96	91	88	99	105
Petroquímico	13	12	11	12	12
Industrial	257	264	226	240	235
Doméstico	134	142	141	142	151
GNC	74	78	76	72	66
+ Sector Eléctrico	157	135	267	294	213
Costa Atlántica	304	295	359	390	342
+ Sectores No Eléctricos	177	174	156	160	161
Refinería	14	13	12	12	14
Petroquímico	10	10	10	11	12
Industrial	106	102	86	89	85
Doméstico	29	31	31	32	34
GNC	18	18	18	16	16
+ Sector Eléctrico	127	120	203	229	182
Interior País	427	428	451	470	440
+ Sectores No Eléctricos	397	414	387	405	408
Refinería	82	79	76	87	91
Petroquímico	3	2	1	1	1
Industrial	151	162	141	151	150
Doméstico	105	111	111	111	117
GNC	56	60	59	56	49
+ Sector Eléctrico	30	14	64	65	32

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

Figura 24. Distribución de las instalaciones de gas natural residencial en Colombia por zonas durante el último año



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

- **Proyecciones de demanda**

De otra parte, el potencial de producción de gas natural de los diferentes campos existentes utilizado para el ejercicio de planificación, corresponde al reportado por los productores al Ministerio de Minas y Energía en propiedad del Decreto 2687 de 2008, y publicado mediante las Resoluciones MME 180663, 180765, 180881 y 181125 de 2010. En la Figura 25 la gráfica representa el potencial de producción a nivel nacional, de acuerdo con las resoluciones mencionadas.

De la Figura 25 a enero de 2012, el país contaba con una capacidad de producción de 1022 MPCD, la cual se ha disminuido en -0,29 % respecto del promedio diario anual de 2010. No obstante, se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 725 MPCD en el año 2019, ocasionada por la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2011. Lo anterior equivale a una disminución de 4,2 % promedio anual en el periodo evaluado.

En la Tabla 17 se puede observar cómo ha sido la evolución del número de usuarios conectados que en diciembre de 2011 alcanzaron 6.230.285 donde se estimó que el 98,25 % son usuarios residenciales, el 1,7 % comerciales y el 0,04 % corresponde a usuarios industriales y la demanda de gas natural en el país, por sectores la apreciamos en la Figura 24Figura 1 en porcentaje a diciembre del año 2011 donde el 30 % correspondió al sector industrial, el 27 % al eléctrico, el 19 % al doméstico, 14 % a Refinería, el 8 % al GNCV y el 2 % al petroquímico y en la Tabla 16 se da en MPCD.

Tabla 17. Cobertura de gas natural en Colombia por sectores consumidores a diciembre del año 2011

Número total de usuarios residenciales conectados por estrato (E)					
E1	E2	E3	E4	E5	E6
1.143.486	2.318.851	1.732.020	562.013	222.102	142.839
19 %	38 %	28 %	9 %	4 %	2 %

No.	Resumen	Participación
No. De poblaciones con gas natural	666	
No. De usuarios residenciales conectados	6.121.312	98,25 %
No. De usuarios comerciales conectados	106.181	1,70 %
No. De usuarios industriales conectados	2.792	0,04 %
No. De usuarios TOTALES conectados	6.230.285	100,00 %

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

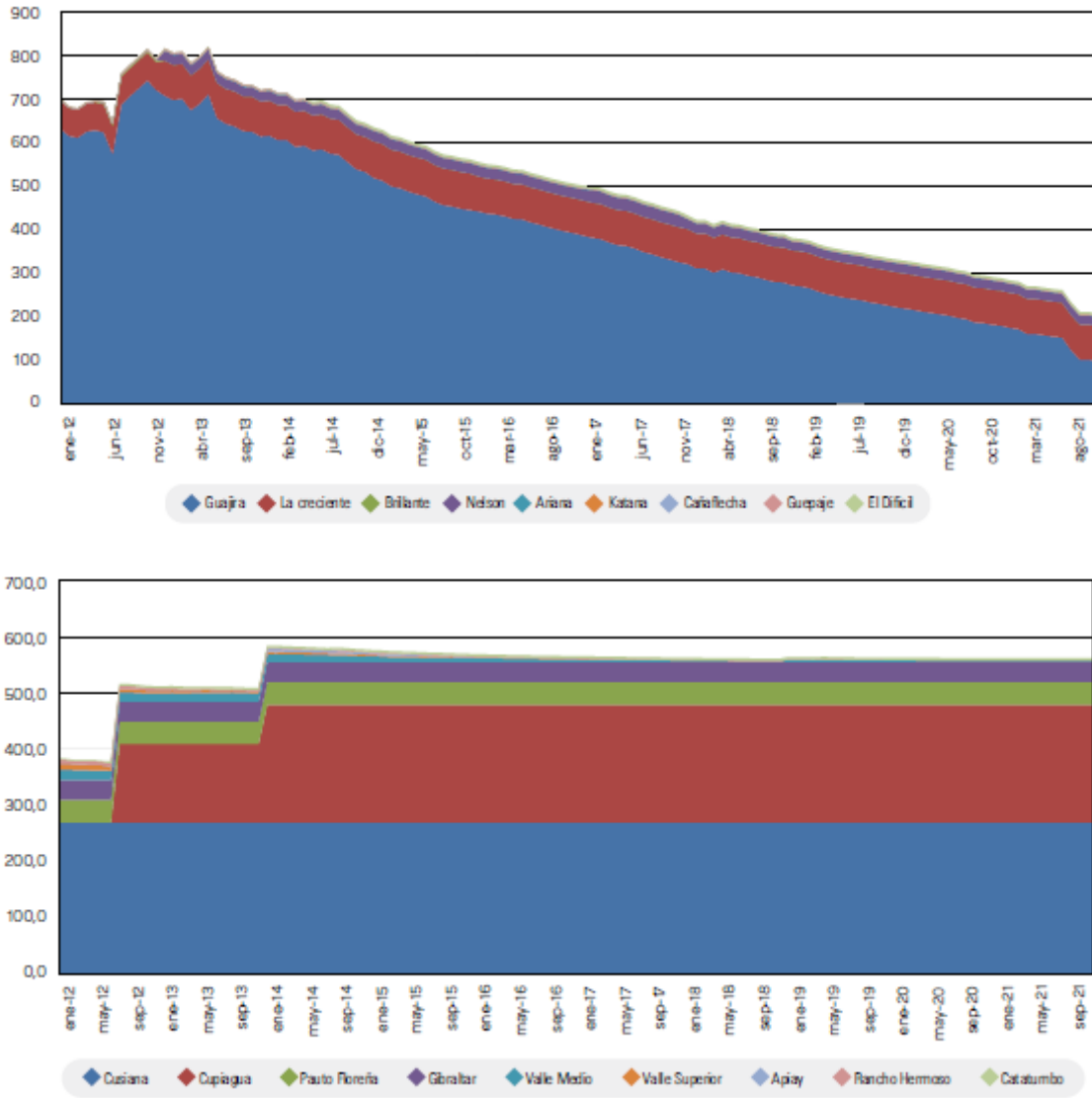
Para el año 2011 se esperaba que con la recuperación del nivel de los embalses se redujera el consumo de gas natural para generación eléctrica y las exportaciones promedio de 210 MPCD.

Para las proyecciones de demanda se recurre a insumos actualizados disponibles con sus series históricas y su proyección de población (DANE), reportes de usuarios del gas natural (MME) tales como el consumo promedio por tipo de usuario y la razón de cambio en la entrada de nuevos usuarios siempre y cuando se encuentren dentro de un perímetro de 30 Km del gasoducto troncal y municipios que estén a más de 30 Km pero con una población considerable en sus cabeceras municipales, macroeconómicas (MHCP, DNP, Ecopetrol, EIA y Banco de la República) y del Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para el sector industrial depende de los balances energéticos de la UPME ya que su utilización dependen de los precios relativos de los energéticos, posibilidades tecnológicas, costos operativos y de inversión, tecnologías disponibles para movilidad de pasajeros o carga, Ministerio de Transporte, teniendo presente que para la elaboración de las serie es importante conocer que a partir de los años 90 se da comienzo al plan de masificación de gas para los municipios.

En Colombia el servicio de gas natural se ha expandido a las poblaciones que están alrededor de la tubería troncal de transporte de gas natural como se aprecia en la Figura 30 y Figura 31, caracterizado en los últimos diez años por el incremento de usuarios para uso residencial, vehicular, comercial e industrial. Los usuarios de los sectores petroquímicos y refinerías no presentan incrementos significativos, el sector de generación eléctrica tiene una tendencia a disminuir con fluctuaciones relacionadas con el fenómeno climático del Niño pero es muy impredecible perjudicando notoriamente las proyecciones de demanda.

La UPME entrega las proyecciones de demanda de gas natural cada año, para cada sector de consumo y las publica indicando la fecha de revisión, metodología y simulador empleado.

Figura 25. Potencial de Producción de gas natural (MPCD) en Colombia



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

- **Proyecciones de demanda escenario bajo**

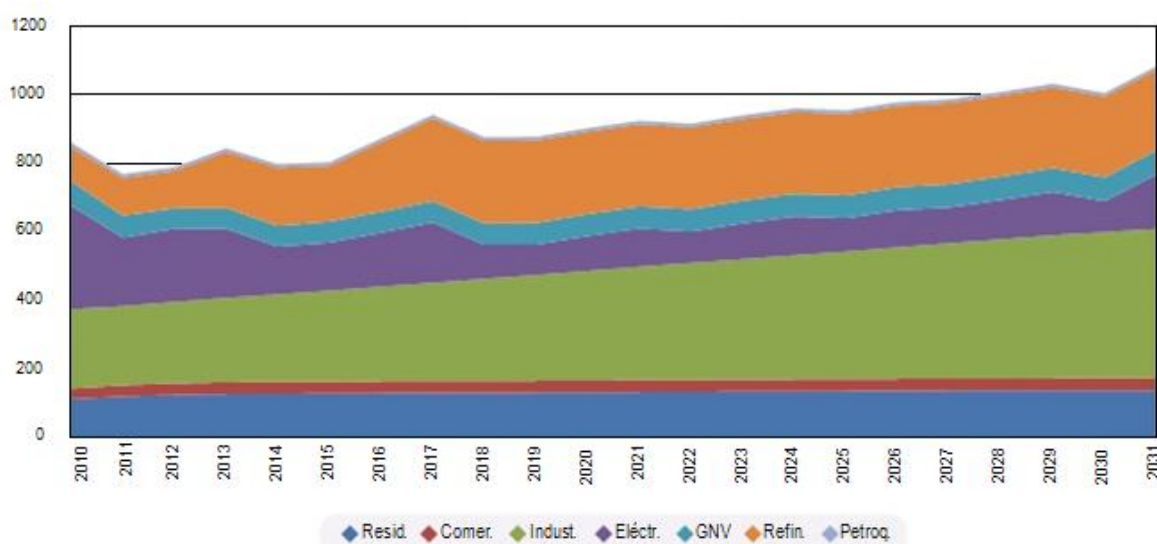
En la Tabla 18 y Figura 26, entre los años 2010 - 2020 se estima para el escenario base una tasa de crecimiento media de 0,48 %, alcanzándose una demanda nacional de 902,9 MPCD, y entre los años 2020 - 2031 de 1,66 %, de manera que la demanda nacional llegue a 1083,2 MPCD.

Tabla 18. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2010 al año 2031 en MPCD. Escenario bajo

[MPCD]	Resid.	Comer.	Indust.	Eléctr.	GNV	Refin.	Petroq.	Total Nacional
2010	111.7	30.5	232	302.4	72	99.6	12.1	860.3
2011	119.9	32.5	230.7	200.6	64.5	110.4	9.9	768.5
2012	124.1	33.5	238.3	213.1	60	109.8	9.9	788.9
2013	126.7	34.1	246.5	202.6	59.9	164.2	9.9	843.9
2014	127.9	34.3	255.3	139.9	60.3	169.9	9.9	797.5
2015	128.7	34.4	265.3	140.8	60.8	163.4	9.9	803.2
2016	129.5	34.4	276.2	158	61.2	203.2	9.9	872.4
2017	130	34.4	286.7	177	61.7	242.3	9.9	942
2018	130.6	34.4	297.9	99.6	62.3	241.8	9.9	876.4
2019	131.1	34.4	308.6	89.2	63	241.3	9.9	877.5
2020	131.8	34.5	319.6	102.7	63.6	240.8	9.9	902.9
2021	132.5	34.6	331.5	111.4	64.3	240.3	9.8	924.4
2022	133.2	34.7	341.5	91.8	64.9	239.8	9.8	915.9
2023	134	34.9	351.5	105.2	65.6	239.3	9.8	940.3
2024	134.6	35	361.8	114.1	66.1	238.9	9.8	960.3
2025	135.2	35.1	372.4	97.3	66.8	238.4	9.8	954.9
2026	135.8	35.2	383.9	108.8	67.3	237.9	9.8	978.7
2027	136.3	35.3	395.1	104.9	67.9	237.4	9.8	986.7
2028	136.6	35.4	406.1	115.3	68.5	236.9	9.8	1008.6
2029	137	35.4	417.8	126.9	69.1	236.5	9.8	1032.5
2030	137.3	35.5	426.6	90.5	69.7	236	9.8	1005.3
2031	137.6	35.6	435.6	158.9	70.3	235.5	9.7	1083.2

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

Figura 26. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario bajo



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

- **Proyecciones de demanda escenario medio**

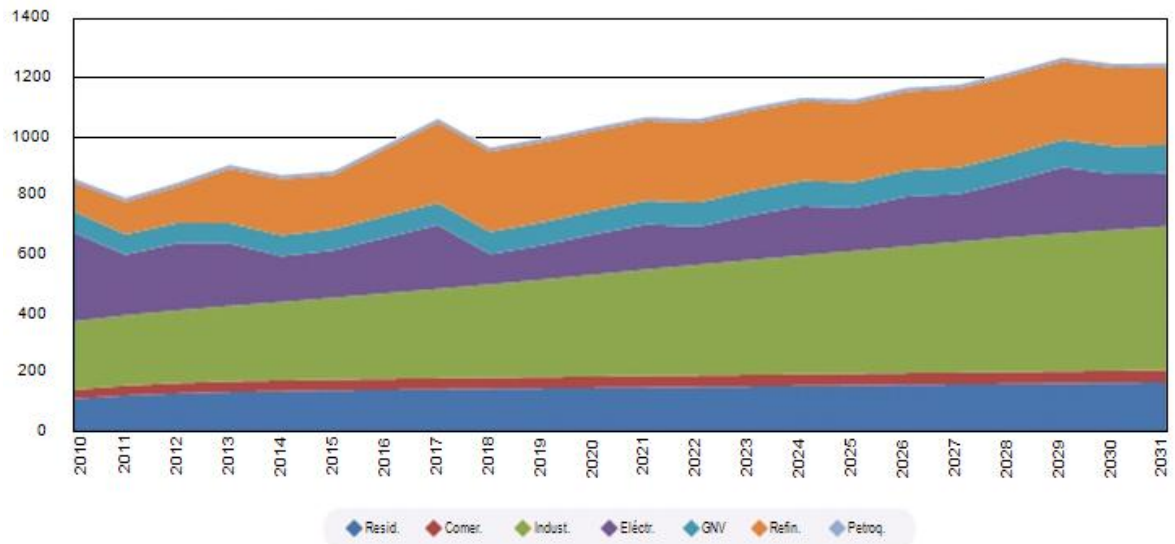
En la Tabla 19 y Figura 27, entre los años 2010 - 2020 se estima para el escenario medio una tasa de crecimiento media de 1,85 %, alcanzándose una demanda nacional de 1033,7 MPCD, y entre los años 2020 - 2031 de 1,75 %, de manera que la demanda nacional llegue a 1251,1 MPCD.

Tabla 19. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario medio

[MPCD]	Resid.	Comer.	Indust.	Eléctr.	GNV	Refin.	Petroq.	Total Nacional
2010	111.7	30.5	232	302.4	72	99.1	12.1	859.7
2011	122.8	33.1	239.3	206.1	69	110.4	12.3	793
2012	129.6	34.8	247.7	228.3	68.2	124.1	12.4	845.2
2013	134.5	36	256.6	211.9	69	185.6	12.3	905.9
2014	137.5	36.5	266.3	155.8	70.4	192	12.3	870.9
2015	139.9	36.9	278.1	161.3	71.7	184.7	12.3	884.9
2016	142	37.1	290.9	189.4	73.1	229.7	12.3	974.5
2017	143.8	37.4	303.4	217.2	74.5	273.8	12.3	1062.4
2018	145.6	37.5	317.2	102.4	76	273.3	12.3	964.4
2019	147.3	37.7	331.5	116.9	77.5	272.7	12.3	996
2020	149	38	346.2	137	79.1	272.2	12.2	1033.7
2021	150.6	38.2	362.1	152.9	80.7	271.6	12.2	1068.4
2022	152.2	38.5	376.4	129.2	82.2	271.1	12.2	1061.8
2023	153.9	38.8	390.4	151.8	83.8	270.5	12.2	1101.4
2024	155.6	39.1	404.3	167.3	85.3	270	12.2	1133.7
2025	157.2	39.4	417.1	146.5	86.8	269.4	12.2	1128.6
2026	158.9	39.7	431.1	168.8	88.3	268.9	12.2	1167.9
2027	160.6	40	444.6	162.3	89.8	268.4	12.2	1177.7
2028	162.3	40.2	457.9	189.9	91.3	267.8	12.1	1221.6
2029	164	40.5	469	224.9	92.8	267.3	12.1	1270.6
2030	165.7	40.8	479	189.6	94.4	266.8	12.1	1248.4
2031	167.5	41.1	489.3	179	96	266.2	12.1	1251.1

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

Figura 27. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario medio



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

- **Proyecciones de demanda escenario alto**

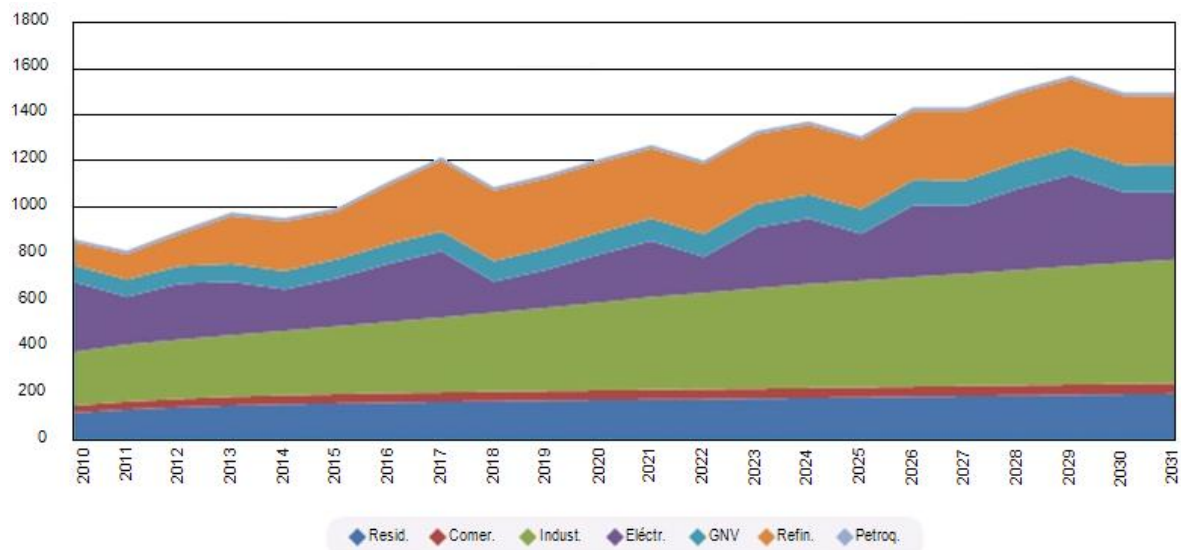
En la Tabla 20 y Figura 28, entre los años 2011 - 2020 se estima para el escenario alto una tasa de crecimiento media de 3,45 %, alcanzándose una demanda nacional de 1207,2 MPCD, y entre los años 2020 - 2031 de 1,97 %, de manera que la demanda nacional llegue a 1495,5 MPCD.

Tabla 20. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario Alto

[MPCD]	Resid.	Comer.	Indust.	Eléctr.	GNV	Refin.	Petroq.	Total Nacional
2010	111,7	30,5	232	302,4	72	99,6	12,1	860,3
2011	125,7	33,8	246,8	206	74,3	110,4	14,6	811,7
2012	135,3	36,1	255,9	241,7	75,5	138,5	14,8	897,9
2013	142,6	37,8	266,1	231,3	77,3	207	14,8	976,8
2014	147,7	38,8	278,9	179	79,6	214,2	14,7	953
2015	151,8	39,5	293	207,7	82	206	14,7	994,8
2016	155,4	40,1	308,3	252,2	84,3	256,2	14,7	1111,3
2017	158,6	40,5	324,3	285,1	86,6	305,4	14,7	1215,3
2018	161,6	40,8	341,9	133,8	89	304,8	14,7	1086,7
2019	164,2	41,2	360,2	163,7	91,5	304,2	14,7	1139,6
2020	166,5	41,5	379,7	207,3	94	303,6	14,6	1207,2
2021	168,5	41,8	400,9	242,8	96,5	302,9	14,6	1268,1
2022	170,3	42,1	417,4	155	99	302,3	14,6	1200,7
2023	172,8	42,4	433,4	262,7	101,4	301,7	14,6	1329,1
2024	175,3	42,7	449,7	283,1	103,8	301,1	14,6	1370,3
2025	177,8	43,1	461,6	202,3	106,3	300,5	14,6	1306,1
2026	180,4	43,4	474	310,7	108,7	299,9	14,5	1431,6
2027	182,9	43,7	486	292,3	111,1	299,3	14,5	1429,9
2028	185,6	44	498,4	352,2	113,5	298,7	14,5	1506,9
2029	188,2	44,4	512	394,8	116	298,1	14,5	1568
2030	190,9	44,7	523,5	305,3	118,5	297,5	14,5	1494,8
2031	193,6	45	535,3	289,1	121	296,9	14,5	1495,5

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

Figura 28. Proyección de demanda nacional de gas natural en Colombia por sectores del año 2009 al año 2030 en MPCD. Escenario Alto



Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011, 2012.

7.6 DIAGNOSTICAR LAS UBICACIONES GEOGRÁFICAS EN COLOMBIA PARA SU IMPLEMENTACIÓN

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es la encargada de administrar la información geológica y técnica contenida en el Banco de Información Petrolera (BIP) de Colombia que se encuentra integrada en el *Exploration and Production Information System* (EPIS) , cuenta en la actualidad con 104.060 historias de pozo (ANH, 2009).

Las cuencas productoras de petróleo y gas natural se aprecian en la Figura 29 y son las siguientes:

- Llanos Orientales
- Valle Inferior del Magdalena
- Valle Medio del Magdalena
- Valle Superior del Magdalena
- Putumayo
- Catatumbo
- Guajira
- Guajira Offshore
- Cesar – Ranchería
- Cordillera Oriental

Las cuencas que no producen a escala comercial o productiva con poca información también se aprecian en la Figura 29 y son las siguientes:

- Sinú - San Jacinto
- Sinú Offshore
- Los Cayos
- Urabá
- Caguán Vaupés
- Amazonas
- Cauca – Patía
- Choco
- Choco Offshore
- Tumaco
- Tumaco Offshore
- Pacifico
- Amazonas

Producción de gas natural por departamento en el 2011 (IEP-ACP, 2012):

- Guajira, 639 Mpcdc
- Casanare, 279 Mpcdc
- Sucre, 63 Mpcdc
- Santander, 25 Mpcdc

- Tolima, 10 Mpcdc
- Cesar, 4 Mpcdc
- Bolívar, 4 Mpcdc
- Huila, 3 Mpcdc
- Otros 7 departamentos, 8 Mpcdc

Producción de gas natural por cuenca en el 2012 (IEP-ACP, 2012):

- Guajira, 53 %
- Llanos Orientales, 35 %
- Valle inferior del Magdalena, 7 %
- Valle Medio del Magdalena, 4 %
- Valle Superior del Magdalena, 1 %

Producción de crudo por departamento en el 2011 (IEP-ACP, 2012):

- Meta, 432.818 BPCD
- Casanare, 159.913 BPCD
- Arauca, 72.477 BPCD
- Santander, 51.738 BPCD
- Huila, 41.911 BPCD
- Boyacá, 41.164 BPCD
- Putumayo, 36.770 BPCD
- Tolima, 32.054 BPCD
- Antioquia, 20.604 BPCD
- Bolívar, 14.894 BPCD
- Cesar, 3.758 BPCD
- Norte de Santander, 3.361 BPCD
- Nariño, 893 BPCD
- Cundinamarca, 902 BPCD
- Cauca, 839 BPCD
- Vichada, 210 BPCD
- Sucre, 31 BPCD
- Magdalena, 7 BPCD

Producción de crudo por cuenca en el 2012 (IEP-ACP, 2012):

- Llanos Orientales, 73 %
- Valle Medio del Magdalena, 15 %
- Valle Superior del Magdalena, 7 %
- Putumayo, 4 %
- Otras cuencas (Catatumbo, Cordillera Oriental y Valle Inferior Magdalena), 1 %

Departamentos que reciben regalías y sus respectivos municipios (IEP-ACP, 2012):

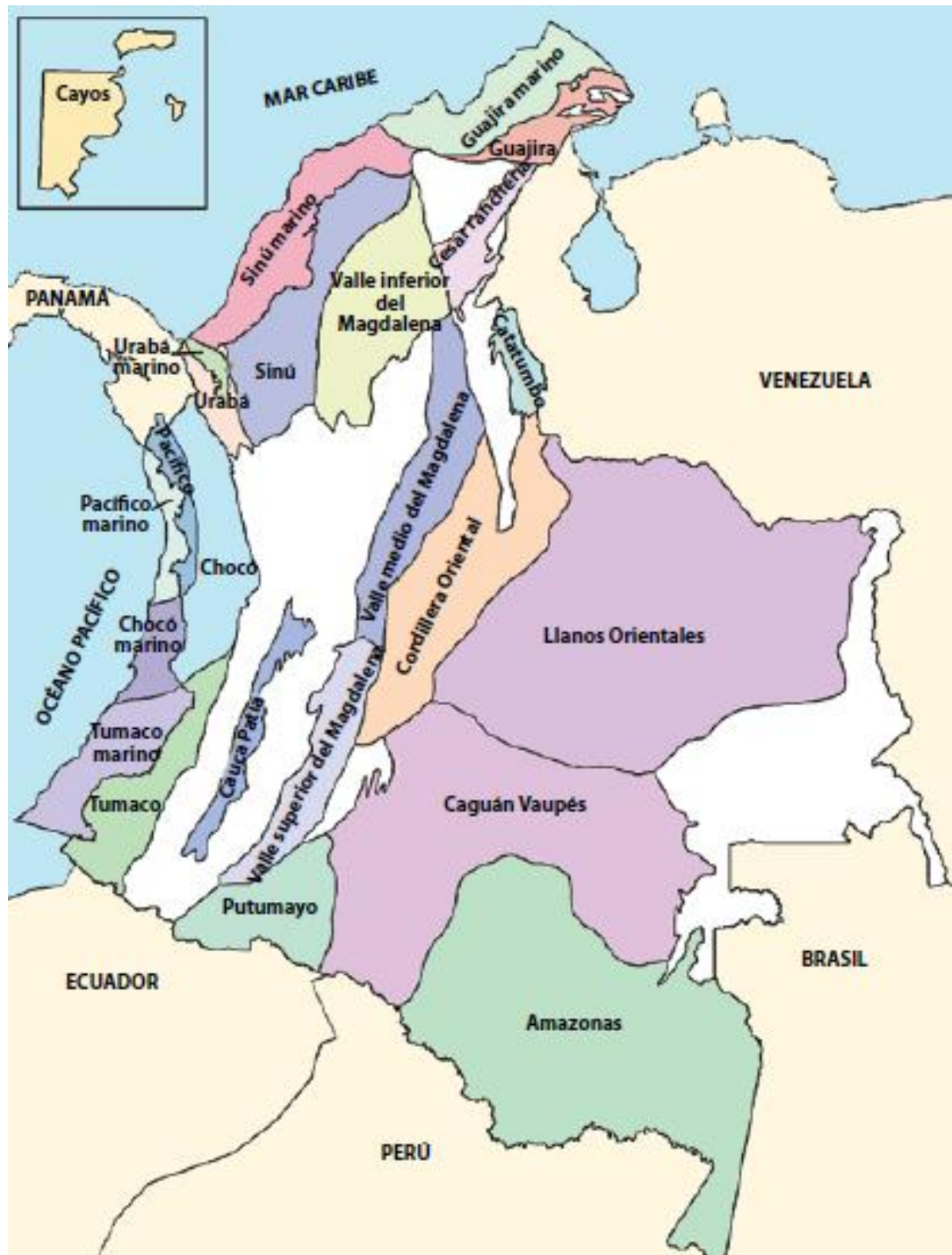
- Antioquia: Puerto Nare, Puerto Triunfo, Yondo
- Arauca: Arauca, Arauquita, Tame, Saravena

- Bolívar: Talaigua Nuevo, Mompos, Cantagallo, Cicuco, Córdoba
- Boyacá: Puerto Boyacá, Topaga, Corrales, San Luis de Gaceno
- Caquetá: San Vicente del Caguan
- Casanare: Trinidad, Paz de Ariporo, Mani, Tauramena, Aguazul, Nunchia, San Luis de Palenque, Yopal, Orocué, Chameza, Hato corozal, La Salina, Monterrey, Pore, Recetor, Sabanalarga, Sacama, Tamara, Villanueva, Municipio NN
- Cauca: Piamonte
- Cesar: San Martín, Río de Oro, San Alberto, Aguachica, El paso, Chiriguana, Becerril, La Jagua Ibirico
- Córdoba: Sahagún, Pueblo Nuevo
- Cundinamarca: Guaduas, Puli, Pto. Salgar, Yacopi
- Guajira: Riohacha, Dibulla, Manaure, Uribia
- Huila: Yaguara, Aipe, Neiva, Palermo, Baraya, Villavieja, Gigante, Tesalia, Garzón, Paicol
- Magdalena: Pijino del Carmen
- Meta: Castilla la Nueva, Acacias, Villavicencio, Puerto López, Puerto Gaitán, San Martín, Barranca de Upia, Cabuyaro, Guamal, Vista Hermosa, La Macarena, Cuburral, Cumaral, El Calvario, El Castillo, El Dorado, Fuente de Oro, Granada, Mapiripan, Mesetas, La Uribe, Lejanias, Puerto Concordia, Puerto Ileras, Puerto Rico, Restrepo, San Carlos Guaroa, San Juan de Arama, San Juanito
- Nariño: Ipiales, Corponariño
- Norte de Santander: Cúcuta, Sabana de Tibu, Cachira, La Esperanza, Sardinata, Corponorte
- Putumayo: Pto. Asís, Mocoa, Pto. Guzmán, Guamues, Pto. Caicedo, Orito, San Miguel, Villagarzón, Municipio NN, Corpoamazonia
- Santander: Pto. Wilches, Barrancabermeja, El Carmen, Simacota, San Vicente, Sabana Torres, Rionegro, Cimitarra, Bolívar, Municipio NN
- Sucre: San Pedro, Los Palmitos
- Tolima: Alvarado, Purificación, Ortega, San Luis, Piedras, Chaparral, Melgar, Icononzo, Guamo, Coello, Flandes, Espinal, Prado
- Vichada: Santa Rosalía
- Departamento NN: Municipio NN

Las cuencas con mayor exploración en el 2011 (IEP-ACP, 2012):

- Llanos orientales, 75,2 %
- Valle Superior del Magdalena, 6,4 %
- Valle inferior del Magdalena, 4,8 %
- Caguán – Putumayo, 4,8 %
- Valle Medio del Magdalena, 2,4 %
- Cesar – Ranchería, 2,4 %
- Cordillera Oriental, 2,4 %
- Catatumbo, 1,6 %

Figura 29. Clasificación de las cuencas sedimentarias de Colombia



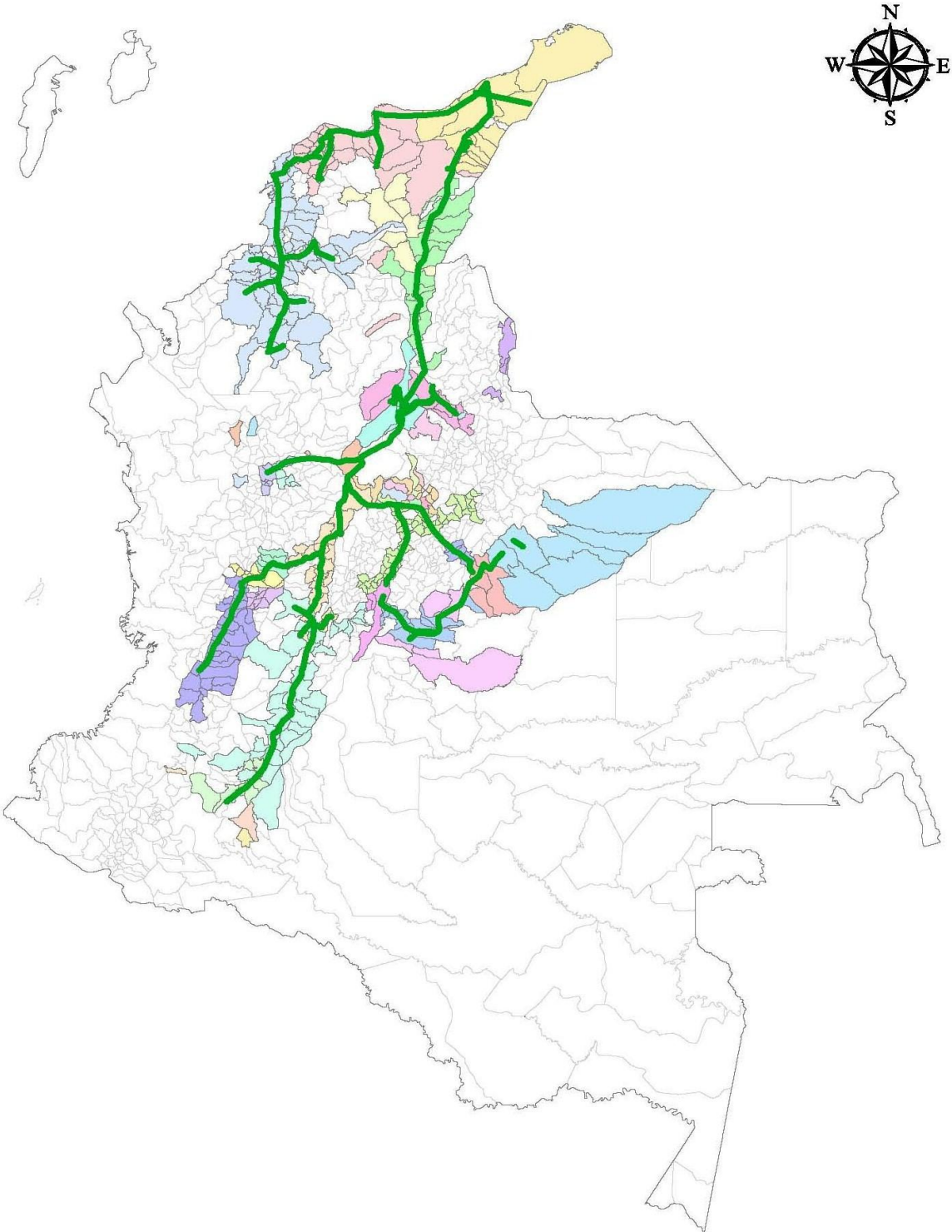
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), *Colombia: Petróleo y Futuro*, 2009.

Figura 30. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), *Colombia: Petróleo y Futuro*, 2009.

Figura 31. Cobertura geográfica del servicio gas natural año 2009



Fuente: Colombia. Ministerio de Minas y Energía (MME), 2010

• **Distribución de instalaciones de Gas Natural Residencial (IEP-ACP, 2012):**

Cundinamarca – Boyacá: 33,7 %
 Valle del cauca – Cauca: 13,1 %
 Atlántico – Magdalena: 10,0 %
 Antioquia: 9,9 %
 Bolívar – Córdoba – Sucre: 8,5 %
 Huila – Tolima – Caquetá: 6,0 %
 Eje Cafetero (Quindío, Risaralda y Caldas): 5,8 %
 Santander: 5,2 %
 Casanare – Meta – Guaviare: 3,0 %
 Cesar: 2,1 %
 Norte de Santander: 1,5 %
 Guajira: 1,2 %

El gas natural en Colombia se encuentra en yacimientos solo de gas libre o en yacimientos de gas asociado con producción de petróleo, para el 2004 (ANH, 2009) el 83 % de la producción de gas natural correspondía a gas libre y el 27 % a gas asociado, de ahí se vislumbra de que el gas libre no requiere de tratamiento para obtener las condiciones de calidad para su comercialización.

La Temperatura de un yacimiento está determinada por su profundidad. El comportamiento de fase de un fluido en el yacimiento está determinado por su composición. Las composiciones típicas de las diversas clases de fluidos de hidrocarburos del yacimiento se dan en la Tabla 21.

Tabla 21. Las composiciones típicas de los fluidos de yacimientos diferentes

Componente, % en moles.	Gas seco	Gas condensado	Petróleo volátil	Petróleo negro
N ₂	6,25	0,29	0,12	0,16
CO ₂	2,34	1,72	1,50	0,91
C ₁	81,13	79,14	69,59	36,47
C ₂	7,24	7,48	5,31	9,67
C ₃	2,35	3,29	4,22	6,95
iC ₄	0,22	0,51	0,85	1,44
nC ₄	0,35	1,25	1,76	3,93
iC ₅	0,09	0,36	0,67	1,44
nC ₅	0,03	0,55	1,12	1,41
C ₆		0,61	1,22	4,33
C ₇₊		4,80	16,64	33,29

Fuente: Danesh, A., PVT AND PHASE BEHAVIOUR OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS, 1998.

El gas seco se compone predominantemente de metano y no hidrocarburos tales como nitrógeno y dióxido de carbono. En el yacimiento el gas se mantiene en una sola fase hasta las condiciones del separador en superficie donde el agua se puede condensar en las condiciones de la superficie debido a la refrigeración del gas. Pruebas PVT en el laboratorio se limitan a la medición de la compresibilidad del gas.

Comparando la información que nos da la Tabla 21 con la que nos brinda Ecopetrol en la Tabla 5, observamos que los campos de: Apiay (ubicado en el Departamento del Meta cerca de la ciudad de Villavicencio), Cantagallo (ubicado en Barrancabermeja), Guajira Costa Atlántica y Guajira interior (ubicados en la Costa Atlántica), Güepajé (Limites departamentos de Sucre y Bolívar) y El centro-Opón (en el departamento de Santander) presentan las características de pozos de gas seco y libre, óptimos para la implementación de almacenamientos subterráneos de gas natural.

Además con la información que nos suministra el MME a través de la dirección de hidrocarburos, del listado de pozos campos y contratos vigentes en explotación encontramos que los campos de gas libre son por cuencas las siguientes: En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Güepajé, Arianna, La Creciente), en la cuenca del Catatumbo (Cerrito), en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Opón), en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (Montañuelo), en la cuenca de los Llanos Orientales (Garzas Blancas, Surimena, Rio Viejo, Cano Verde, Mata Oscura) y en la cuenca de la Guajira (Ballena, Chuchupa, Riohacha).

Se presume existencia de yacimientos agotados o maduros que beneficiarían la implementación de yacimientos subterráneos de gas natural por zonas de acuerdo a la ubicación de los campos gasíferos en Colombia, que podría distribuirse de la siguiente forma:

- **Grupo 1:** Pozos de gas libre ubicados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena cubrirían las poblaciones de los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena y Guajira.
- **Grupo 2:** Pozos de gas libre ubicados en la cuenca de la Guajira cubrirían las poblaciones de los departamentos de Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba, Cesar.
- **Grupo 3:** Pozos de gas libre ubicados en la cuenca del Valle del Magdalena Medio cubrirían las poblaciones de los departamentos de Santander, Antioquia, Eje Cafetero (Caldas, Risaralda, Quindío), Valle del Cauca, Tolima, Bogotá, Cundinamarca.
- **Grupo 4:** Pozos de gas libre ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales cubrirían las poblaciones de los departamentos de Casanare, Meta, Huila, Boyacá, Bogotá, Cundinamarca, Guaviare, Caquetá, Cauca.

- **Grupo 5:** Pozos de gas libre ubicados en la cuenca del Valle Superior del Magdalena cubrirían las poblaciones de los departamentos de Huila, Tolima, Eje Cafetero, Cundinamarca, Valle del Cauca.

Diagnóstico de las ubicaciones geográficas en Colombia para su implementación

Los grupos con más viabilidad para la implementación serían el grupo 3 (cuenca del Valle del Magdalena Medio) y el grupo 4 (cuenca de los Llanos Orientales) por ser consideradas las cuencas con bajo costo especificadas así por los criterios definidos por la ANH y comparaciones internacionales ya que exigen un nivel de inversión de capital más bajo porque históricamente son más intensamente exploradas y maduras y su nivel de conocimiento geológico, su incertidumbre de implementación es más aceptable, también cuentan con un desarrollo de infraestructura más avanzado y el acceso a vías de transporte es cercano.

Diagnóstico normativo, regulatorio y económico en Colombia para su implementación

Las soluciones propuestas por estudios recientes permiten mitigar los riesgos de abastecimiento con la instalación de dos plantas de GNL, una en el Atlántico y la otra en el pacífico para generación durante el fenómeno del Niño del sistema eléctrico y respaldo de las generaciones eléctricas de seguridad pero no brindan confiabilidad para los sistemas de distribución que quedarían de todas formas alejados de estos centros de importación de GNL propuestos, ignorando que las plantas de regasificación también pueden presentar fallas de operación.

En el marco normativo y jurídico falta decisión pública para el uso de alternativas en confiabilidad con almacenamientos subterráneos de gas natural contempladas en el Decreto 2730 de 2010 el cual fue derogado y no como se está confundiendo actualmente con la decisión de implementar soluciones con plantas de regasificación GNL que dan solución para mitigar el riesgo de abastecimiento nacional mas no de confiabilidad de los sistemas de distribución. Actualmente el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía con el Decreto 2100 de junio de 2011 en el artículo 18 encomendó a la CREG definir la metodología que se utilizara para la evaluación económica de los proyectos que presenten los agentes para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público del gas natural y también establecer la metodología para la remuneración de las inversiones de confiabilidad, de acuerdo con los beneficios obtenidos según el tipo de demanda y la CREG expidió la Resolución CREG 054 de 2012 donde se

ratifica la remuneración de las plantas GNL. En el artículo 19 del Decreto 2100 de 2011 se dio un plazo de 1 año a la ANH y el MME para evaluar la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público y a la fecha no hay claridad en el tema de confiabilidad a corto plazo para enfrentar las restricciones ocasionadas por la no respuesta inmediata a eventos repentinos, fallas de operación o mantenimientos programados.

La seguridad del abastecimiento es necesaria y su desarrollo es a mediano y largo plazo pero continuaríamos con el no aseguramiento de la continuidad del servicio en los sistemas de distribución, por su parte los distribuidores reconocen que actualmente hay limitantes en la infraestructura de transporte el cual tiene un comportamiento radial (Castro, 2012), con vulnerabilidad geológica, dificultad geográfica e inestabilidad en la política de seguridad democrática.

Para los distribuidores aún no hay reglas claras en la normatividad del marco regulatorio para viabilizar las inversiones que realice el distribuidor, ni estímulos económicos reflejados en la tarifa, ni se les brinda apoyo con información pertinente de localización de zonas posibles para evaluar la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público y poder realizar inversión.

La situación hoy para los distribuidores es que continúan las interrupciones en el servicio con sobrecostos comerciales, técnicos y sociales muy significativos y pueden comprometer la confianza del combustible para sectores importantes como el del transporte. Compensación a los usuarios porque no se cuenta con herramientas para gestionar la obligación de continuidad y calidad en el servicio. Perdidas por costos de oportunidad de uso de la red reflejadas en el valor de las restricciones al año.

El desarrollo de este proyecto ayudara a dar una visión a los agentes que conforman la cadena del gas natural en Colombia del beneficio que trae la implementación de almacenamientos subterráneos de gas natural estratégicos, mostrara que su implementación no es tan costosa como las plantas de regasificación GNL, brindara un procedimiento para su evaluación económica y financiera, su inversión se recupera y se cumple con la entrega oportuna y en forma continua del servicio público del gas natural y que en la tarifa al usuario se verá reflejada en un incremento no mayor al 5 % y cumpliendo con la obligación de calidad y continuidad, además de disminuir los valores de perdida por las restricciones en el servicio.

8. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

8.1 DEFINIR COMPONENTES PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DEL ALMACENAMIENTO EN UN YACIMIENTO AGOTADO

Es importante para la evaluación técnica y operativa tener en cuenta la variedad de formaciones geológicas para el almacenamiento y las necesidades tecnológicas en las instalaciones de superficie tales como la interconexión de tuberías o red, entre otras. La evaluación técnica parte de la base de la composición del gas, relaciones de presión y tasas de flujo de gas entre el yacimiento y tuberías, incluyendo el comportamiento geológico del yacimiento seleccionado.

El gas natural que se inyecta en el almacenamiento de gas y luego se reinyecta de nuevo al sistema en tiempos de alta demanda o emergencia debe cumplir con todos los requisitos aplicados por las normas de gas natural comercializable.

Los componentes técnicos de acuerdo a la naturaleza del servicio se clasifican en:

- Inyección del gas natural para su almacenamiento: Se inyecta en el yacimiento de almacenamiento con una estación compresora, el tipo de compresor a utilizar depende de la relación de presión entre la tubería y el yacimiento almacén, las tasas de flujo de gas para almacenar, estos factores se utilizan para escoger entre compresores tipo pistón, tipo centrífugo y tipo turbo donde su diseño incorpora una etapa de proceso axial seguida de una o más etapas de proceso centrífugo “radial” y se emplean para manejar grandes caudales en plantas de gas licuado o carbón licuado (SIEMENS, 2007), especificando además como se realizara la impulsión del compresor ya sea con motores de gas, turbinas de gas o motores eléctricos el cual deberá ser evaluada en la parte económica.

Para el caso colombiano se recomienda seleccionar el compresor tipo centrífugo que puede ser la referencia STC-SV de SIEMENS para caudales de 250 a 480000 m³/h, presión de descarga hasta 1000 bar y con accionamiento con gas natural el cual es especial para aplicaciones de distribución y almacenamiento de gas natural y nos daría hasta para 406 MMscf/día y no será necesario instalar equipos de control de pulsaciones a los medidores de flujo para evitar errores en la medición de flujo.

- Retiro del gas natural para ingresarlos al sistema: Depende del tipo de opción de almacenamiento subterráneo seleccionado, las condiciones actuales y la ubicación. El componente técnico para el tratamiento del gas

natural comprende procesos de absorción con trietilenglicol (TEG) u otra sustancia como el gel de sílice y separadores de baja temperatura utilizando el efecto Joule-Thompson o una planta de refrigeración externa de acuerdo a factores tales como análisis del gas que se retira, las relaciones de presión entre el yacimiento almacén y las tuberías del sistema, tasas de gas necesarias para reinyección y retiro del yacimiento almacén.

Para el caso colombiano la implementación de almacenamientos subterráneos de gas natural son óptimos los yacimientos de gas seco y libre agotados en los cuales el gas seco se compone predominantemente de metano y no hidrocarburos tales como nitrógeno y dióxido de carbono. En el yacimiento el gas se mantiene en una sola fase hasta las condiciones del separador en superficie donde el agua se puede condensar en las condiciones de la superficie debido a la refrigeración del gas. Se recomienda seleccionar el deshidratador de glicol con trietilenglicol que es económico, tienen un rendimiento adecuado, funcionan bien, y debe acompañarse de un regenerador de glicol ya que el agua diluye el glicol hasta el punto donde se pierde su capacidad de secado, si se tienen tasas de entrega variables como decir, un mínimo de 50 MMscfd y un máximo de 250 MMscfd se recomienda utilizar no un deshidratador simple sino más bien unidades deshidratadoras múltiples.

Las partes principales de las instalaciones de superficie son: sistema de recolección, separación de sólidos y condensado, medición del flujo de gas, dispositivo limitador de flujo, compresión del gas, estación de tuberías y líneas de campo, control de la presión y precalentamiento, secado y tratamiento del gas. Equipos secundarios y accesorios comprenden: sistema de caldera con agua caliente para precalentar el gas natural y evitar la tensión mecánica o formación de hidratos durante la reducción de presión, el gas combustible y sistema de gas para calefacción, sistema de expansión, suministro de aire para la instrumentación industrial, estaciones de inyección de inhibidores de corrosión y / o hidratos, sistema de recolección de fluidos del yacimiento. En lo ambiental se deben considerar el control de ruido y la minimización de las emisiones gaseosas. En el tema de seguridad se debe tener presente que la automatización y control industrial permite realizar control automático remoto desde un cuarto de control autónomo (sin personal) para lo cual se debe considerar un sistema redundante de seguridad para garantizar el cierre automático de la planta en caso de condiciones anormales de funcionamiento.

Aspectos a considerar en las instalaciones de superficie:

- **Sistema de recolección:** se conecta al sistema de pozos con las instalaciones de punto central en configuración árbol parecido al sistema de recogida en un campo de producción pero para mayor volumen.
- **Separadores:** el tipo depende del lugar de aplicación en la línea de flujo, se emplean separadores de partículas sólidas o líquidas o tipo combinados y los hay a partir de los principios de construcción que pueden ser utilizados (tipos vórtice, de borde, filtros de cartucho), su finalidad es proteger los compresores.
- **Medidores de flujo de gas:** que tengan la capacidad de medir flujos grandes del orden de millones de metros cúbicos por día y que a la vez midan la calidad del gas (valor calorífico, composición, humedad, entre otras). Entre ellos se tienen de tipo ultrasonido, de turbina, de vórtice y coriolis, en combinación con equipos de cromatografía de gases y equipos de cómputo de flujo. Se debe tener en cuenta que las características de las corrientes de flujo de inyección y retirada son diferentes y por lo tanto se deben tener medidores de flujo de gas independientes para el ciclo de inyección y el ciclo de retiro, si se utilizan compresores de pistón se deben instalar equipos de control de pulsaciones a los medidores de flujo para evitar errores en la medición de flujo.
- **Dispositivo limitador de flujo:** Por lo general es deseable instalar un medidor para determinar la tasa de flujo de gas inyectado o retirado a un pozo individual porque en los casos en que la tasa de flujo sea muy alta, puede ser necesario la instalación de un dispositivo limitador de flujo para evitar daños a la cara de arena cerca del pozo (Flanigan, 1995), y evitar desviaciones de la ley de Darcy por el efecto Klinkenberg.
- **Estación de tuberías y líneas de campo:** comprende tuberías, válvulas, sensores y otros componentes especiales los cuales deben soportar la presión, corrosión y tiempo de vida útil estimado.
- **Compresores:** El gas tiene que ser presurizado para almacenarlo con un equipo compresor de mayor potencia por ser menor la presión existente en las tuberías de alimentación, se clasifican de acuerdo al principio de funcionamiento (pistón o turbo) y los más utilizados son los tipo reciprocantes, también se utilizan a menudo para retirar el gas del yacimiento y aumentar la capacidad de entrega. Tener presente el compresor de repuesto para casos de mantenimiento o daño.
- **Control de presión y precalentamiento:** una caída grande en la temperatura del gas natural ocasionada por el efecto Joule - Thompson puede ocasionar daños a la construcción o la formación de hidratos en las tuberías y equipos, por otra parte, tenerlos presente contribuye a suministrar el gas al nivel de presión y condiciones adecuadas para alimentar el gas a las tuberías.
- **Planta de tratamiento y secado del gas:** se requiere para entregar el gas a los gasoductos con las propiedades adecuadas de acuerdo con las

especificaciones de calidad del gas natural indicadas en las resoluciones CREG 071 de 1999 y CREG 054 de 2007 que se describen en la Tabla 22, el secado y tratamiento se realiza acorde con el tipo de componentes del gas natural, entre ellas se encuentran las plantas de tratamiento con base a la absorción de glicol con equipo de regeneración u otras de tecnologías más especializadas como son tecnologías de absorción de lecho sólido o tecnologías de oscilación de presión para casos de altas demandas de gas natural.

Recomendaciones a considerar en las instalaciones de superficie para el caso colombiano a implementarse en yacimientos agotados libres y gas seco:

- Sistema de recolección diseñado de acuerdo a la capacidad de gas de trabajo, capacidad de entrega mínima y máxima diaria, número de pozos de inyección y retiro, es importante aclarar acá que los parámetros anteriores dependen del estado geológico actual y de los resultados arrojados por la modelación matemática y la simulación del yacimiento con la información geológica y de históricos de condiciones de producción y comportamiento de las variables de producción durante su vida productiva para poder preservar la vida útil del yacimiento agotado como almacenamiento subterráneo y poder permitir optimizar su funcionamiento sin ocasionar daños estructurales. Se recomienda para el sistema de recolección una configuración tipo árbol donde los pozos están conectados a las tuberías mayores teniendo la precaución de instalar medidores de flujo en forma individual para cada línea de pozo para facilitar su gestión individual.
- Separador en la etapa de inyección para evitar polvo y partículas provenientes de las tuberías y separador en la etapa de retiro para evitar la arena desde el yacimiento diseñado para manejar líquidos y partículas sólidas, para ambos casos se recomienda usar tipo filtro separador que son los ideales para protección de los compresores y deshidratadores.
- Se recomienda utilizar dispositivo limitador de flujo individual para cada pozo.
- Medidores de flujo de gas se recomienda el medidor Coriolis que miden la cantidad de masa por unidad de tiempo, actualmente son muy aplicados por su alta inmunidad a los cambios en las características de operación tales como densidad, viscosidad, presión y temperatura.
- Compresores tipo centrífugo y con accionamiento con gas natural y no será necesario instalar equipos de control de pulsaciones a los medidores de flujo para evitar errores en la medición de flujo.
- Deshidratador de glicol con trietilenglicol y un regenerador de glicol, si se tienen tasas de entrega variables se recomienda utilizar no un deshidratador simple sino más bien unidades deshidratadoras múltiples.
- Control de presión tiene dos finalidades, una es para hacer seguimiento al inventario y determinación del estado general de seguridad del yacimiento y

la otra para suministrar el gas al nivel de presión y condiciones adecuadas para alimentar el gas a las tuberías.

Las partes principales de las instalaciones de subsuelo son: el yacimiento subterráneo agotado de gas natural libre, pozos de inyección, pozos de retiro, pozos combinados de inyección - retiro, pozos de observación.

Aspectos a considerar en las instalaciones del subsuelo:

- Para el caso colombiano se considera óptimo una instalación de almacenamiento de gas natural en yacimientos de gas libre agotado.
- Información geológica y geofísica del yacimiento, incluyendo el conocimiento de la capacidad y la presión máxima del yacimiento.
- La historia de la producción y el análisis de los datos.
- Pozos combinados de inyección - retiro son los más empleados, además tienen diámetro mucho más grande que los pozos normales productores y sirven para dar mayor capacidad de entrega en los pozos de almacenamiento.
- Pozos de observación usados para controlar la migración de agua en un yacimiento y son de diámetro pequeño, teniendo presente que un pozo seco o de inyección insatisfactoria se puede convertir en un pozo de observación.
- Gestión del yacimiento (administración).
- Perforación y terminación de pozos de inyección, producción y chequeos.
- Mecánica de rocas y suelos.
- Análisis de la integridad de pozos antiguos y estimación de los nuevos.
- Identificación de posibles pérdidas de gas.
- Control y ajuste de la operación del almacenamiento ante la presencia de inyección con calidades diferentes de gas.

En la evaluación técnica y operativa se debe buscar un equilibrio entre los costos de inversión del proyecto y el costo de sostenimiento anual ya que el costo de inversión mínima no siempre se traduce en un mínimo de costo de sostenimiento anual.

Tabla 22. Especificaciones de calidad del gas natural en Colombia

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100 PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2 %	2 %
Contenido N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de Inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5 %	5 %
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1 %	0,1 %
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6,0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente: Ecopetrol, *Calidad del gas natural en Colombia*, Gerencia de Gas, 2007.

Nota 1: Todos los datos sobre metro cubico o pie cubico de gas están referidos a condiciones estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

8.2 DEFINIR COMPONENTES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ALMACENAMIENTO EN UN YACIMIENTO AGOTADO

Un campo yacimiento de gas libre agotado, típico para dos ciclos, su costo de desarrollo puede llegar a costar USD \$ 8,6 millones por cada billón de pies cúbicos de capacidad de gas de trabajo para el año 2010 (ICF, 2011) como se puede apreciar en la Tabla 6.

Los costos son específicos sobre la base de: la calidad y la variabilidad de la estructura geológica del sitio propuesto mediante costos de investigación y exploración, la cantidad de caballos de fuerza de compresión necesaria, el tipo de instalaciones de superficie indispensables y la adecuación de las instalaciones del almacenamiento, la proximidad a la infraestructura de oleoductos, y concesión de los permisos legales y licencia ambiental.

El costo del gas colchón es uno de los elementos más caros de un proyecto de almacenamiento. Para los yacimientos agotados de gas libre su capacidad total de almacenamiento normalmente se compone de 50 % de la base del gas total máximo que puede almacenarse, sin embargo, puede reducir significativamente la necesidad del gas de base estimando inicialmente el gas presente después del cierre del campo productor. Los costos de desarrollo disminuyen mediante el aprovechamiento de la infraestructura existente y el conocimiento del estado ambiental, Además, determinar el rendimiento de campo es más fácil de predecir porque las características son ya conocidas.

Tenemos como referente en el noreste de los Estados Unidos la implementación de un almacenamiento en un yacimiento agotado con una capacidad de almacenamiento de 9,4 Bcf y una capacidad de entrega (retiro) de 147 Mcfd cuyo costo de gas base fue de 3,2 millones de dólares y el costo total del desarrollo fue de 39,5 millones de dólares reportado en el año 2004 (FERC, 2004).

En Colombia predominan la existencia de yacimientos agotados de petróleo y gas natural y su información geológica y técnica se conserva en el Banco de Información Petrolera de Colombia integrada en el sistema EPIS de la ANH, en cuanto a los acuíferos y cavernas de sal no se tiene buena información geológica y su implementación es muy costosa como se puede apreciar en la Tabla 6 y requiere mucho más tiempo de desarrollo que la implementación en yacimientos agotados de gas natural.

Para el caso colombiano una vez elegido el yacimiento agotado de gas libre para el almacenamiento de gas natural conociendo los factores fijos como son su capacidad de almacenamiento y la presión máxima del almacenamiento, desempeña papel importante en la parte económica los factores variables como son el número de pozos, la presión en boca de pozo, la relación entre el gas de trabajo y gas colchón, el tamaño de la tubería del sistema de recolección, el tamaño de la tubería de interconexión al sistema de gasoductos.

Los gastos iniciales más considerables en el proyecto se dan con el gas colchón, la capacidad de instalación del compresor, el número y tamaño de los pozos de acuerdo a la capacidad de retiro del gas, se debe buscar un equilibrio en diseño entre el costo de inversión y el costo anual del servicio mirando si es rentable añadir pozos adicionales con el fin de reducir la potencia del compresor y el costo total del proyecto. Se debe tener presente que la capacidad de entrega nominal

del almacenamiento es la capacidad de entrega de la instalación durante el último Mcf de gas de trabajo a extraer.

Los costos de inversión se calculan utilizando los factores económicos descritos en la Tabla 7 y la Tabla 3, es importante agregar un 10 % adicional de los costos para cubrir variaciones durante la construcción del almacenamiento.

El costo anual del servicio se calcula mediante la inversión y los factores de la Tabla 7, el costo anual del servicio se divide por el total de gas de trabajo para determinar el costo del servicio por cada mil pies cúbicos de gas de trabajo.

8.3 PROCEDIMIENTO PARA MODELAR LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA GESTIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN UN YACIMIENTO AGOTADO DE CRUDO O GAS EN EL CONTEXTO COLOMBIANO

El costo total de la implementación del almacenamiento de gas natural en un yacimiento agotado comprende la suma de los costos de la inversión inicial más los costos anuales del almacenamiento por operación y mantenimiento de las instalaciones por cada año.

El costo total de la inversión inicial comprende los costos de las etapas de adquisición, de desarrollo, de las instalaciones de recolección de gas y el costo del gas colchón.

- Los costos de la etapa de adquisición incluyen el costo del pozo y / o yacimiento abandonado, el costo del gas o petróleo recuperable restante en la formación, el costo de adquirir el derecho de empleo de la formación para el almacenamiento de gas natural.
- Los costos de la etapa de desarrollo incluyen el costo de la perforación pozos de almacenamiento, costo de perforación de los pozos de observación, costo de los pozos de control estructural, costo de las estructuras en boca de pozo y el costo de los sistemas de recolección.
- Los costos de la etapa de las instalaciones de recolección de gas incluyen el costo de las estaciones de compresión, costo de gasoductos y de las instalaciones de medición.

El ingreso es la cantidad de dinero obtenido de la venta del gas de trabajo cada año.

La viabilidad económica del almacenamiento subterráneo de gas natural en yacimientos agotados se analiza al comparar y relacionar los costos y los ingresos realizables del proyecto.

El costo del almacenamiento depende de la capacidad de almacenamiento del yacimiento, que se utiliza en el cálculo de la economía del almacenamiento y en la estimación del inventario (I) durante su vida útil.

La capacidad del almacenamiento representa el volumen de gas de trabajo requerido para reemplazar el aceite producido del yacimiento, sabiendo que un barril de petróleo equivale a 5615 pies cúbicos de gas natural y se calcula como se indica en la ecuación 56:

$$WG = 5615. N_p. \left[\frac{B_o}{B_{gi}} + (R_p - R_s) \right] \quad (56)$$

El volumen de gas requerido para reemplazar el aceite producible completamente en el yacimiento, es decir, la capacidad total del almacenamiento:

$$CTG = 5615. N. \left[\frac{B_o}{B_{gi}} + (R_p - R_s) \right] \quad (57)$$

Donde:

WG: capacidad gas de trabajo, en BCF.

CTG: capacidad total de gas en el yacimiento, en BCF.

N_p : Petróleo producido acumulado, en BF.

N: Petróleo original in-situ, en BF.

B_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, en bbl/BF.

B_{gi} : Factor volumétrico de formación inicial del gas, bbl/pcn.

R_p : relación gas-petróleo acumulada, $R_p = \frac{G_p}{N_p}$, en pcn/BF.

R_s : Solubilidad del gas, en pcn/BF.

Estimación de B_o (Bánzer, 1996):

$$B_o = 0,9759 + 0,00012 \left[R_s \left(\frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0,5} + 1,25 * T \right]^{1,2} \quad (58)$$

Estimación de B_{gi} (Bánzer, 1996):

$$B_{gi} = \frac{0,02827 * Z_{gi} * (T_{gi} + 460)}{p_i} \quad (59)$$

Estimación de R_s con la correlación de Standing (1977):

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{p}{18,2} + 1,4 \right) * 10^{(0,0125 * \gamma_{API} - 0,00091 * T)} \right]^{1,2048} \quad (60)$$

Donde:

γ_g : gravedad específica del gas.

γ_o : gravedad específica del petróleo.

γ_{API} : gravedad específica del petróleo, en °API.

T: temperatura del yacimiento, en °F.

P: presión, en psi.

Z_{gi}: Factor compresibilidad del gas.

- **Ecuaciones matemáticas para el análisis de costos**

En EEUU el éxito de las inversiones en infraestructura de almacenamientos subterráneos debe proporcionar atractivas características financieras. los proyectos de almacenamiento no regulados generalmente se espera que tenga un rendimiento del capital superior al 20 % mientras que los proyectos de almacenamiento jurisdiccionales suelen tener rendimientos de las acciones entre 12 y 15 % (FERC, 2004).

El gasto de capital para construir las instalaciones depende principalmente de las características físicas del yacimiento agotado que pueden variar entre 8,6 millones de dólares por BSCF de capacidad de gas de trabajo y otro costo importante es el gas colchón requerido que puede llegar a ser hasta del 50 % del total de la capacidad del almacenamiento.

La ecuación matemática para determinar el costo total del almacenamiento es:

Costo total almacenamiento = costo de inversión inicial total + costo anual del almacenamiento

$$CTA = CIIT + CAA \quad (61)$$

La ecuación matemática para determinar el costo de inversión inicial total es:

Costo de inversión inicial total = costo de adquisición + costo de desarrollo + costo de recolección de gas + costo de gas colchón

$$CIIT = CA + CD + CRG + CGC \quad (62)$$

El costo del gas natural promedio Henry Hub en EEUU para noviembre de 2012 fue de $\frac{3,5 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}} = \frac{3,5 \text{ USD } \$}{1000 \text{ scf}}$ pero se recomienda mirar al momento del análisis económico y financiero el histórico del comportamiento del precio internacional del gas natural para consultar el precio actual y darle un precio diferencial adicional de aproximadamente $+ \frac{0,5 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$.

El costo de adquisición (CA) del pozo o yacimiento abandonado dado en arrendamiento por la compañía productora del gas o petróleo en dicho yacimiento, la ecuación matemática se expresa como la suma del costo del pozo abandonado (CAPA) más el costo del gas recuperable restante en la formación (CCGR):

$$CA = CAPA + CCGR \quad (63)$$

El costo de adquisición de pozo abandonado (CAPA) es igual al valor de recuperación del 20 % del costo inicial del pozo, donde:

$$\text{Costo inicial del pozo} = \text{costo de perforación} \left(\frac{\text{USD\$}}{\text{ft}} \right) * \text{Profundidad} \quad (64)$$

Valor salvamento del petróleo remanente en el pozo = 20 % de costo inicial del pozo.

$$CAPA = \text{costo inicial del pozo} * 20 \% \quad (65)$$

El costo de compra de gas recuperable (CCGR) restante en el yacimiento:

$$CCGR = AGP * \text{Cantidad gas restante recuperable} \quad (66)$$

$$AGP = \text{Precio promedio del gas} = \frac{3,5 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}} + \frac{0,5 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}} \quad (67)$$

El costo de desarrollo (CD) es el costo de perforación de nuevos pozos incluyendo la instalación de las estructuras de boca de pozo requeridas para el

reacondicionamiento del yacimiento agotado para la instalación del almacenamiento subterráneo. Se debe determinar la cantidad de nuevos pozos que se perforaran en el curso del desarrollo de la instalación de almacenamiento que incluyan el número de pozos de almacenamiento necesitados para inyección y retiro, los pozos de observación para mediciones y verificar que el gas inyectado se limita a la zona designada y no migre, controlar la evolución de burbujas de gas desde los pozos de almacenamiento y observar fugas de gas desde el yacimiento almacén.

La ecuación matemática para determinar el costo de un solo pozo incluye el costo de perforación (CP), el costo de instalación de estructuras en boca de pozo (CIEBP) y el costo de instalación del sistema de recolección (CISR):

$$CD = CP + CIEBP + CISR \quad (68)$$

El costo de recolección de gas (CRG) está definido por las instalaciones de proceso y la red de la línea de flujo que transportan y controlan el flujo de gas de los pozos a otra instalación de almacenamiento principal, planta de procesamiento o punto de envío. Puede incluir compresores, bombas, tuberías, cabeceras, separadores, tratadores de emulsión, tanques, medidores y reguladores, deshidratadores, válvulas, entre otros.

La ecuación matemática para determinar este costo incluye la suma de los costos de las estaciones compresoras (CCOMP), gasoductos (CT) y estaciones de medición (CEM):

$$CRG = CCOMP + CT + CEM \quad (69)$$

Para el gasoducto se debe especificar el diámetro de la tubería en pulgadas y su longitud alrededor de 40 millas usadas comúnmente (64,37 km) y definir el número de estaciones medidoras.

El costo del gas colchón es estimado usando el precio promedio del gas pero por cada Mscf de capacidad de gas de trabajo (World Bank Group, 2010).

Costo gas colchón = Precio promedio gas * capacidad gas de trabajo * $\left(\frac{1}{1000 \text{ scf}}\right)$

$$CGC = AGP * WG * \left(\frac{1}{1000 \text{ scf}}\right) \quad (70)$$

Para el análisis financiero se toma como base las tablas de conversión de la EIA (*Energy Information Administration*):

1 scf de gas natural equivale a un contenido calórico de 1031 BTU.

Precio del gas actual = NGP = $\frac{3,5 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$ en Henry Hub EEUU para noviembre de 2012

Costo anual del almacenamiento = costo anual del yacimiento almacén + costo operación anual

$$\text{CAA} = \text{CAYA} + \text{COA} \quad (71)$$

Costo almacenamiento en yacimiento por MMBTU = USD \$0,48 (Zachmann & Neumann, 2007)

El costo anual del yacimiento almacén es

$$\text{CAYA} = \left(\text{WG} * \frac{1031 \text{ BTU}}{1000000} \right) * 0,48 \frac{\text{USD } \%}{\text{MMBTU}} \quad (72)$$

Costos operativo anual = costos laborales + costos mantenimiento + costos gestión

$$\text{COA} = \text{CL} + \text{CM} + \text{CG} \quad (73)$$

Costo total almacenamiento = costo total de la inversión inicial + costo anual de almacenamiento y la ecuación matemática correspondiente es la ecuación 61.

La ecuación matemática para determinar el ingreso bruto es:

$$\text{Ingreso bruto} = \text{NGP} * \text{capacidad gas de trabajo}, \left(\frac{1}{1000 \text{ scf}} \right)$$

$$\text{IB} = \text{NGP} * \text{WG} * \left(\frac{1}{1000 \text{ scf}} \right) \quad (74)$$

La ecuación matemática para determinar el ingreso neto para los años siguientes de operación del almacenamiento subterráneo de gas natural en el yacimiento agotado es:

Ingreso neto años siguientes de operación = Ingreso bruto – costo anual de almacenamiento

$$\text{INAF} = \text{IB} - \text{CAA} \quad (75)$$

Paso siguiente es utilizar un software adecuado para realizar el análisis financiero en la determinación del valor presente neto (VPN) y la tasa de retorno interna (TIR) del proyecto:

El VPN es una medida de la rentabilidad de un proyecto y nos da una serie de tiempo de flujo de efectivo, tanto entrante como saliente, se define como la suma de los valores presentes (VP) de los flujos de efectivo individuales. El VPN compara el valor de un dólar hoy para el valor de ese mismo dólar en el futuro, llevando la inflación y retorno en cuenta. Si el VPN de un proyecto de futuro es positivo este puede ser aceptado.

$$\text{VPN} = -\text{CIIT} + \frac{\text{INAF}_1}{(1+i)} + \frac{\text{INAF}_2}{(1+i)^2} + \frac{\text{INAF}_3}{(1+i)^3} + \dots \quad (76)$$

La tasa interna de retorno (TIR) de la inversión para un proyecto es la tasa de retorno que hace que el valor presente neto de todos los flujos de efectivo de una inversión en particular sea igual a cero. Cuanto mayor es la TIR de un proyecto, es más deseable llevarlo a cabo.

$$0 = -\text{CIIT} + \frac{\text{INAF}_1}{(1+i)} + \frac{\text{INAF}_2}{(1+i)^2} + \frac{\text{INAF}_3}{(1+i)^3} + \dots \quad (77)$$

El *payout* para un proyecto se refiere al tiempo en años a la cual se acaba de recuperar la inversión inicial del proyecto. Otros lo estiman como el porcentaje del beneficio que se destina al pago de dividendos.

8.4 SOFTWARE SUGERIDO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DEL YACIMIENTO AGOTADO A SIMULAR PARA DETERMINAR SU COMPORTAMIENTO COMO ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL

En la realidad nos encontramos con modelos matemáticos cuyas ecuaciones son muy complejas y no pueden resolverse analíticamente, por lo cual requieren soluciones numéricas a partir de la simulación numérica que comprende de la integración de tres modelos: el diferencial, el numérico y el de computador.

El modelo diferencial está formado por las ecuaciones diferenciales que describen los procesos físicos y químicos presentes en el yacimiento agotado como almacén en función del espacio y el tiempo, el segundo es el modelo numérico donde damos la forma en que se da la solución al modelo diferencial y acá el método de diferencias finitas es el más indicado a utilizar porque podemos obtener el modelo numérico del simulador conformado por un alto número de ecuaciones discretas cuya solución a estas ecuaciones discretas pasan a ser parte del programa de

computador o modelo de computador del simulador donde es muy importante la capacidad y hardware del simulador existente.

Con el modelo de computador del simulador se busca estudiar el comportamiento del yacimiento para diferentes tasas de inyección y retiro, de la ubicación de pozos, análisis de las condiciones geológicas actuales, entre otras y poder preservar así la vida útil del yacimiento agotado como almacenamiento subterráneo de gas natural y permitir optimizar su funcionamiento sin ocasionar daños estructurales.

La información que se requiere para ejecutar el modelo de computador se puede asociar en cinco grupos así:

- Geometría del yacimiento.
- Propiedades de la roca y del fluido en cada bloque que representa una parte del yacimiento.
- Ubicación de pozos productores e inyectores con sus respectivas tasas de flujo.
- Distribución inicial de fluidos en el yacimiento.
- Presión promedio en cada nodo del sistema formado por bloques en el tiempo cero.

Se requiere un simulador que contenga la simulación de yacimientos de gas el cual pueda tener modelo monofásico o bifásico dependiendo si hay o no hay agua móvil.

Los datos de salida del simulador dependen de la calidad de los datos de entrada y para ello se requiere la siguiente información:

- Dimensión para el modelo del yacimiento (*Grid*).
- Geometría del yacimiento.
- Espesor y permeabilidad del yacimiento agotado para el almacenamiento.
- Compresibilidad de la roca.
- Distribución de permeabilidad y porosidad.
- Datos de permeabilidad relativa y de presión capilar.
- Datos del pozo (factor de daño (*skin*), entre otros).
- Datos PVT (presión, volumen y la temperatura) de los fluidos y sus propiedades.
- Distribución de la presión y saturación inicial dentro del yacimiento.
- Método de solución de las matrices.
- Parámetros de diagnóstico y control de la ejecución del programa (corrida).
- Datos de inyección / entrega de los pozos.

El comportamiento del modelo numérico debe ser similar al del yacimiento para que los resultados sean aceptables y se debe probar antes de ser usado para predecir el comportamiento futuro. Se debe probar con los datos históricos del comportamiento pasado del yacimiento y comparar los resultados entregados por el modelo para identificar las inconsistencias que presenta y corregirlo con ajustes de historia (*history matching*) que son los datos que se conocerían de los parámetros de geología, roca y fluido del yacimiento agotado de gas natural.

Los parámetros para el ajuste de historia que deben estar disponibles son la presión, tasas de flujo, relación petróleo-gas (GOR), relación petróleo-agua (WOR), tiempo de corrida para poder minimizar la diferencia entre estos parámetros y los obtenidos por el simulador.

El método más moderno para enlazar exploración y producción actualmente es conocido comercialmente como geomecánica de yacimientos en cuatro dimensiones (4D) y se utiliza para optimizar instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural, este computa e integra los efectos de los cambios en los flujos del fluido y las propiedades mecánicas durante toda la vida del campo completo, logrando reducción del gas base, optimización de diseño del pozo, optimización de la longevidad de las instalaciones, manejo de sólidos y mitigación de riesgos.

Se requiere un software para la simulación del estrés y comportamiento de deformación de las tuberías y del yacimiento.

Software para desarrollar e implementar modelos de gestión del yacimiento agotado como almacenamiento subterráneo de gas natural.

Software para administrar los sistemas de archivo y análisis de la producción y las bases de datos operacionales del sistema de almacenamiento completo.

Dentro del software especializado encontramos los siguientes:

- ECLIPSE y VISAGE de Schlumberger, es comercial.
- Simulador BOAST, es de código abierto pero únicamente para yacimientos tipo Black Oil.

8.5 DESARROLLO DE LA TARIFA PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL POR PARTE DE LOS MINISTERIOS DE ENERGÍA

Tomando como referente a los EE.UU. por tener mayor tiempo de desarrollo, ejecución y administración del funcionamiento de los almacenamientos de gas natural en yacimientos agotados de hidrocarburos (FERC, 2004) donde la tarifa se desarrolla de acuerdo al tipo de contrato dependiendo si es en firme o interrumpible.

Los principales propietarios y operadores de instalaciones subterráneas para el almacenamiento de gas natural son:

- Empresas de gasoductos interestatales, usan almacenamiento subterráneo para facilitar el balanceo de carga y administrar el suministro al sistema en sus líneas de transmisión de largo recorrido.
- Empresas de gasoductos dentro del estado, usan almacenamiento subterráneo para servir a sus clientes finales, así como para facilitar el balanceo de carga y administrar el suministro al sistema.
- Las empresas de distribución local, usan el almacenamiento subterráneo principalmente para servir a las necesidades del cliente directamente.
- Los operadores de almacenamiento independiente, usan el almacenamiento subterráneo casi exclusivamente para servir a clientes de terceros.

Los propietarios u operadores de instalaciones de almacenamiento no son necesariamente los propietarios del gas en los yacimientos almacén, la mayor parte del gas de trabajo se lleva a cabo en régimen de arrendamiento con los cargadores, empresas de distribución local, o usuarios finales que son dueños del gas pero los propietarios u operadores determinaran en cierta medida la forma como la capacidad de almacenamiento de las instalaciones se utiliza.

- **Componentes de la tasa de almacenamiento firme**

Costos fijos del almacenamiento:

- Incurridos para apoyar la capacidad de entrega (retiro) del campo de almacenamiento y las funciones de capacidad.
- Incluyen la cantidad de gas colchón - entendido como base de la tasa.
- Función entrega (retiro) de un campo de almacenamiento se refiere a la capacidad del campo de almacenamiento para retirar el gas en un día particular.

- Función de capacidad se refiere a la capacidad del campo de almacenamiento para almacenar el gas para un cliente designado o para las operaciones del sistema.
- Clasificado por igual a los componentes de los costos de entrega y capacidad.

Los costos variables del almacenamiento:

- Asignado para el componente "inyección / retiro", este se refiere a la inyección y el retiro del gas natural para los clientes o para las operaciones del sistema.
- **Desarrollo de la tasa de almacenamiento Firme**
 - Cargo capacidad = costos de capacidad / capacidad del campo de almacenamiento.
 - Cargo capacidad de entrega (demanda) = los costos de capacidad de entrega / capacidad de entrega certificada del campo de almacenamiento.
 - Las tasas son evaluadas mensualmente para cada nivel de cliente de contrato firme.
 - Cargo por Inyección / retiro = Costo inyección / retiro divididos por proyección anual de la actividad inyección / retiro (tanto para los contratos Firme e Interrumpible).
 - Cargo por inyección / retiro se determina por unidades de volumen inyectadas o retiradas por cada cliente firme o interrumpible.
- **Desarrollo de la tasa del servicio almacenamiento Interrumpible**
 - Se calcula similar a las tasas firmes pero asume factor de carga 100% para capacidad y componentes capacidad de entrega.
 - Debe pagar la misma tasa de inyección / retiro como los clientes firme.
 - Cálculo de tarifa ofrece un cargo menor en general y ofrece una contribución a los costos del sistema.
- **Ejemplos de las tasas de almacenamiento de gas**

Servicio del almacenamiento de gas (GSS) Firme (Coonan, 2007):

- La demanda de almacenamiento: $\frac{1,7984 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$ (sobre la base de la demanda diaria máxima contratada).

- Capacidad de almacenamiento: $\frac{0,0145 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$ (sobre la base de la capacidad total de almacenamiento contratada).
- Cargo por Inyección: $\frac{0,0154 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$ (sobre la base de los volúmenes reales mensuales).
- Cargo por retiro: $\frac{0,0154 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$ (sobre la base de los volúmenes reales mensuales).

Servicio del almacenamiento interrumpible (ISS) (Coonan, 2007):

- Capacidad del ISS: $\frac{0,0736 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$.
- Cargo por Inyección: $\frac{0,0154 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$.
- Cargo por Retiro: $\frac{0,0145 \text{ USD } \$}{\text{MMBTU}}$.

En EEUU ninguna empresa de almacenamiento ha sido autorizada a cobrar las tasas basadas en el mercado, donde su cuota de mercado sea superior al 12 % para el servicio por almacenamiento (FERC, 2004).

Dentro de las medidas de inversión utilizadas por la industria para evaluar la viabilidad comercial de proyectos están el valor actual neto y tasa interna de retorno, cada una es una medida de los beneficios de flujo efectivo en relación con los gastos de capital y gastos operativos, se espera que tenga una rentabilidad de capital superior al 20 % para los proyectos no regulados mientras que los proyectos regulados de almacenamiento suelen tener rendimientos de las acciones entre el 12 y 15 %.

El valor del servicio de almacenamiento dependerá de lo que ofrece la función de almacenamiento con diferentes propósitos como es la fiabilidad del suministro, desequilibrio en la administración, el arbitraje estacional y el comercio. De acuerdo con la variedad de usos de almacenamiento hay métodos de valoración que incluyen:

- Valoración del Costo de Servicio.
- Planificación al Menor Costo.
- Valoración estacional (intrínseca).
- Opción de valoración base (extrínseca).

Costo de Servicio de Valoración: se utiliza para servicios de valor ofrecidos por los proveedores de almacenamiento regulado, tales como compañías de gasoductos interestatales. Permite la recuperación de los costos y un retorno sobre el capital. Las tarifas y tasas publicadas se mantienen. Precios de servicio de esta manera

incluyen servicio de almacenamiento firme, servicio de almacenamiento sin previo aviso, almacenamiento interrumpible y los servicios de préstamo y estacionamiento. La mediana de la tasa costo de servicio por MMBTU de capacidad de gas de trabajo anual para el servicio de almacenamiento firme es de USD \$ 0,64 (FERC, 2004).

La valoración estacional: es llamado el valor intrínseco. Es la diferencia entre los dos precios en un par de precios a plazo y no incluye beneficios comerciales. Esta estrategia se basa en el precio a plazo estacional, para el invierno 2005/2006 a partir de agosto de 2004 es de USD \$ 0,47 a \$ 0,62 por cada millón de pies cúbicos de gas de trabajo.

La opción valoración base para almacenamiento alta capacidad de entrega: proporciona beneficios comerciales que aumentan con el número de ciclos por año. Esto es a menudo referido como el valor extrínseco del almacenamiento y se suma al valor intrínseco.

La prima de valor extrínseco es similar a una opción de compra sobre un margen del tiempo, aumentando así para las instalaciones de alta capacidad de entrega.

Este entrega a los titulares de almacenamiento la oportunidad, aunque no la obligación, para inyectar en un tiempo y retirar en otro momento. Al igual que cualquier otra opción, el valor es proporcional a los precios a plazo, la volatilidad de los precios, precio de ejercicio y el tiempo de expiración.

Planificación al menor costo: valoración del almacenamiento como desempeño general por las compañías de distribución locales y otros clientes de gas de gran volumen. Hay una amplia gama de valoraciones que son altamente dependientes de un perfil de carga de los consumidores de gas.

Usando esta técnica de evaluación y suponiendo que la capacidad de almacenamiento incrementada tiene un precio en relación a la capacidad de gasoducto grande, el valor unitario para el almacenamiento del área de mercado dado un factor de carga del 50 % es de USD \$ 0,70 a \$ 1,10 por cada millón de pies cúbicos de gas de trabajo.

Tomando como referente a España, de acuerdo con la ley, los transportistas, comercializadores y consumidores cualificados deben mantener unas existencias mínimas de seguridad de 35 días de sus ventas firmes.

También reportan que los costos fijos muy altos son:

- Costos de investigación y exploración.
- Costos de adecuación instalaciones del almacenamiento.
- Costos de inyección y extracción del gas natural (compresores).

La retribución de las actividades reguladas como es el caso del almacenamiento subterráneo de gas natural es soportada con los ingresos obtenidos del pago de las tarifas (consumidores) y de los peajes y cánones (usuarios de la red). El cálculo de la retribución de las actividades, se realiza individualmente para cada una de las instalaciones.

En España para el año 2011 el coste medio previsto del sistema en el año 2011 (Orden ITC/3354/2010) para el servicio de almacenamiento subterráneo del 4 % (CNE, 2012) sobre el 100 % de la tarifa del servicio del gas natural y para Portugal el máximo permitido es del 4,5 % para los años 2010 y 2011 (CNE, 2012).

- **SISTEMA DE LIQUIDACIONES**

Redistribuye los ingresos recaudados en el sector del gas natural por tarifas y peajes conforme a las retribuciones reconocidas a cada uno de los agentes por el desarrollo de las actividades reguladas.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la encargada de realizar mensualmente las liquidaciones de las actividades reguladas obedeciendo a la ORDEN ITC/3995/2006 (BOE, 2006) la cual establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica:

Retribución para el año n = Costo Inversión en el año n + Costos de O&M (operación y mantenimiento) en el año n.

$$R_n = CI_n + COM_n \quad (78)$$

Costo Inversión = Retribución por Amortización anual de la inversión + Retribución Financiera en el año n de la inversión

$$CI_n = A_n + RF_n \quad (79)$$

Amortización = Valor reconocido de la inversión / Vida útil (30 años)

$$A = \frac{VI}{VU} \quad (80)$$

Retribución financiera de la inversión = Valor neto de la Inversión en el año n * Tasa financiera de retribución

$$RF_n = VNI_n * Tr \quad (81)$$

Tr es la tasa financiera de retribución y se corresponderá con el valor de las Obligaciones del Estado a 10 años más 350 puntos básicos en el momento del reconocimiento de la inversión y se mantendrá durante toda la vida útil de la instalación.

$$Tr = OE(10a) + 3,5 \quad (82)$$

Valor neto de la inversión en el año n = Valor reconocido de la Inversión – Amortización acumulada hasta el año (n-1)

$$VNI_n = VI + Aa_{n-1} \quad (83)$$

Amortización acumulada hasta el año (n-1) = año (n-1)*Amortización

$$Aa_{n-1} = (n - 1) * \frac{VI}{VU} \quad (84)$$

Los costos de O&M (Operación y Mantenimiento) en el año n tendrán dos términos, uno fijo $COMF_n$ y otro variable $COMV_n$ que se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n = COMF_n + COMV_n \quad (85)$$

Costos de O&M = Costes fijos + Costes variables (en función del gas inyectado / extraído)

$COMF_n$ son los costos de operación y mantenimiento fijos en el año n, se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 0,2 * (IPRI - X) + 0,8 * (IPC - Y) \quad (86)$$

Donde:

IPRI es la variación anual del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

IPC es la variación anual del índice de precios al consumo.

X son 50 puntos básicos.

Y son 100 puntos básicos.

La revisión de los valores del término fijo de los costos (COMF) se efectuara cada 4 años y se orientara a asegurar a los titulares de las instalaciones una tasa interna de retorno (TIR), nominal, después de impuestos, y para una vida útil de 50 años desde la puesta en marcha de la instalación, de al menos 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), que será calculado por la Comisión Nacional de Energía.

COMV_n son los costos de operación y mantenimiento variables en el año n que se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{COMV}_n = \text{CVI} * \text{GI}_n + \text{CVE} * \text{GE}_n \quad (87)$$

Donde:

CVI es el valor unitario anual del costo variable de operación y mantenimiento de inyección (en euros / kWh de gas inyectado en el año n).

GI_n el gas inyectado en el año n, expresado en kWh.

CVE es el valor unitario anual del costo variable de operación y mantenimiento de extracción (en euros / kWh de gas extraído en el año n).

GE_n el gas extraído en el año n, expresado en kWh.

GI_n y GE_n han de suponer flujos reales de inyección y extracción en el almacenamiento subterráneo.

Los valores unitarios de los términos variables correspondientes a inyección (CVI) y extracción (CVE) se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización:

$$\text{IA} = 0,8 * (\text{ICE} - \text{X}) + 0,2 * (\text{IPRI} - \text{Y}) \quad (88)$$

Donde:

ICE es la variación anual de un índice representativo del coste de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica para este tipo de consumidores.

IPRI es la variación anual del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

X: 50 puntos básicos.

Y: 50 puntos básicos.

La revisión de los valores unitarios de los términos variables de inyección (CVI) y extracción (CVE) se efectuara cada 4 años y se orientara a asegurar a los titulares de las instalaciones una tasa interna de retorno (TIR), nominal, después de impuestos, y para una vida útil de 50 años desde la puesta en marcha de la instalación, de al menos 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), que será calculado por la Comisión Nacional de Energía.

- **Elementos de inversión susceptibles de ser reconocidos como instalaciones afectas a almacenamientos subterráneos en España**
 - **Pozos de inyección / producción.**
 - **Pozos de control.**

- **Gasoductos / Oleoductos internos del almacenamiento.**
- **Instalaciones:** Arboles de producción, bombas para la inyección de metanol, separadores gas-agua en alta presión, distribuidores producción / inyección en alta presión, sistemas reductores de presión, unidades de secado con regeneradores de trietilenlicol, sistema de odorización, sistema de medida, cromatografía, higrómetro y otros elementos de laboratorio, compresores para la inyección de gas.
- **Sistemas auxiliares:** venteo y antorcha / incinerador, gas de servicio, aire comprimido, recogida de grasas y aceites, inyección de agua de proceso, pozo y tanque de agua de servicio, sistema de detección y extinción contra incendios, sistema de seguridad y cierre.
- **Instalaciones eléctricas:** Transformadores, alumbrado, grupo de emergencia, sistema de alimentación no interrumpida, instrumentación y control.
- **Obra Civil:** oficinas, sala de control y sala eléctrica, almacenes, nave de compresores, control de acceso, línea eléctrica, otras instalaciones complementarias requeridas para la operación del almacenamiento.

8.6 VERIFICACIÓN DE INVENTARIO DE GAS NATURAL ALMACENADO

8.6.1 Monitoreo del funcionamiento del almacenamiento en yacimientos mediante gráficas y cartas para verificación de inventario

El inventario (I) está relacionado con la cantidad de la relación (p/z), donde p representa la presión volumétrica media en la burbuja de almacenamiento:

$$\frac{p}{z} = \frac{R \cdot T}{V} \cdot \frac{10^9}{379.4} \quad (89)$$

Donde:

p: presión en psia.

T: temperatura en ° R absolutos.

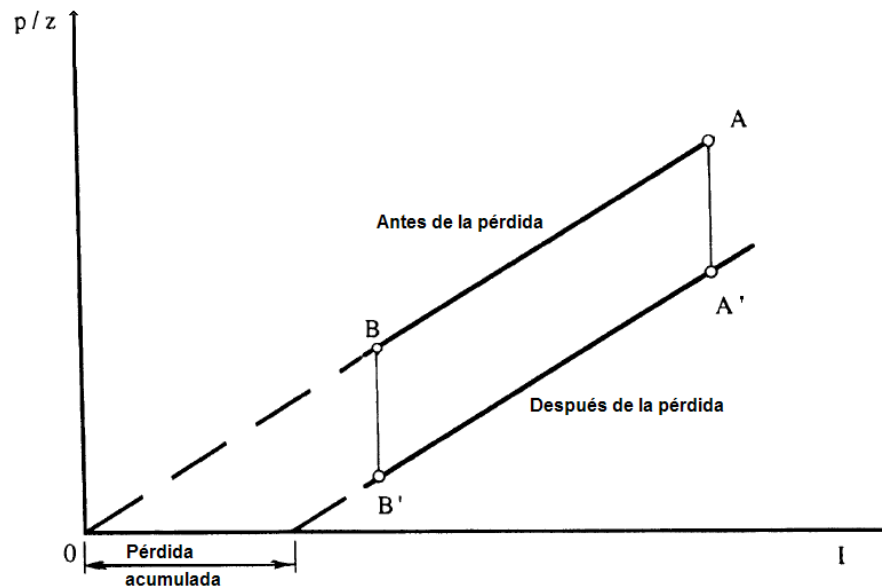
V: Volumen en pies cúbicos.

R: La constante del gas es $10.732 \frac{\text{psia.cf}}{\text{mole.}^\circ\text{R}}$.

La presión equilibrada, p está relacionada con cualquiera de los datos de un indicador de presión de pozo o con un promedio de varios pozos indicadores seleccionados. Relaciona el indicador de presiones de pozo y de las presiones de campo volumétrico promedio.

La Figura 33 muestra por comparación el desempeño típico de un yacimiento volumétrico, antes y después de alguna pérdida acumulada de gas. La magnitud del intercepto lineal sobre el eje (I) de la extrapolación lineal de la línea A'B' da la cantidad de pérdidas de inventario acumulado.

Figura 33. La histéresis desempeño de yacimiento volumen constante, dato presión equilibrada, pérdida una sola vez

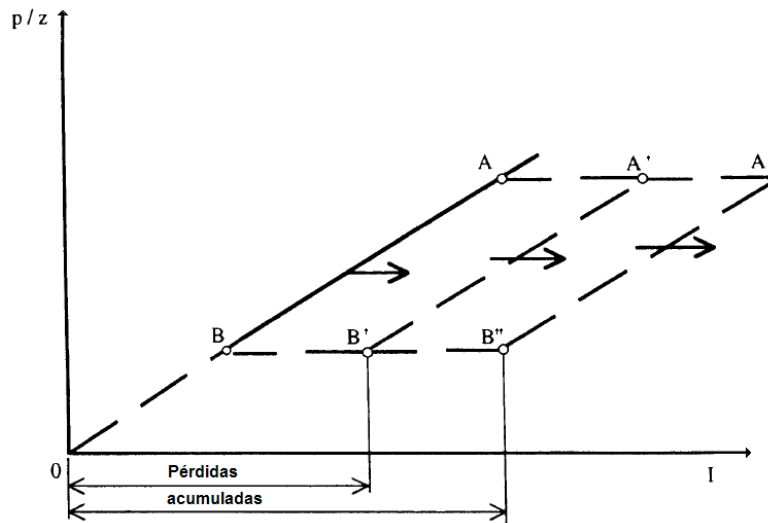


Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

La Figura 34 muestra el desempeño de un yacimiento de volumen constante sujeto a pérdidas pequeñas, pero continua.

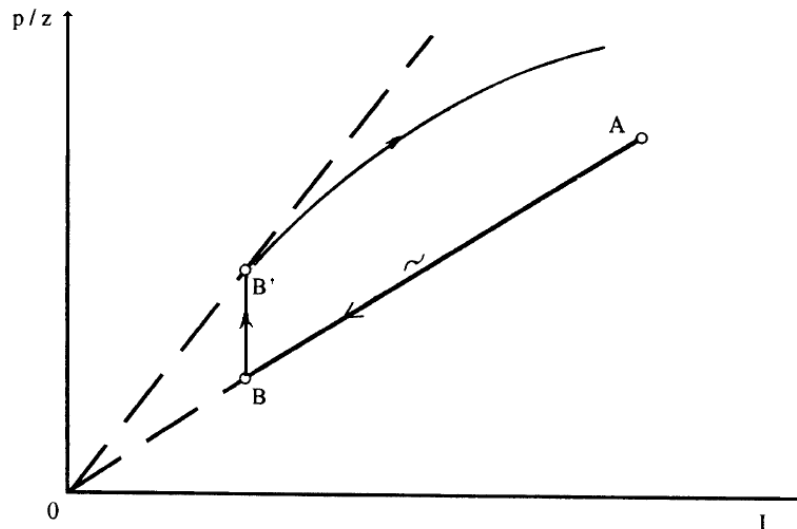
La Figura 35 muestra el efecto de mecanismo de impulsión por agua limitado. Tener en cuenta que después de la disminución primaria (línea AB aproximada), el ciclo de inyección a la conversión para almacenamiento comienza en B', con mayor p/z debido a la intrusión de agua, y curva tangencial formada desde B'A', lo que representa el menor tamaño del volumen de poro. También observamos en este caso, La delineación radial de los volúmenes del yacimiento inicial y final OA y OA' ambos pasan por el origen cuando no hay pérdidas.

Figura 34. La histéresis desempeño de yacimiento volumen constante, dato presión equilibrada, menor pero pérdidas continuas por filtración



Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

Figura 35. La histéresis desempeño de yacimiento almacenamiento, impulsión por agua limitado, disminución del volumen de poros debido a la invasión por agua en el tiempo de la primera inyección con gas natural



Fuente: Tek, M. R., *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*, 1997.

8.6.2 Verificación del inventario usando datos de las operaciones del almacenamiento de gas natural

El inventario del gas natural en el yacimiento de almacenamiento se necesita para observar su funcionamiento técnico para confirmar la presencia continua del gas colchón y el gas de trabajo en la parte superior en cualquier momento durante el ciclo de almacenamiento, se emplea para la identificación de pérdidas de gas, el cálculo de pérdidas acumuladas, problemas de filtración, las migraciones, y el desgaste de la capacidad de entrega. Es necesario distinguir el movimiento del gas a través de los límites del yacimiento diferente de las fugas mecánicas, y para la planificación de la utilización optimizada de estrategias de inyección / retiro.

La metodología para el inventario del gas en el yacimiento de almacenamiento es la estimación de las reservas que contempla dos métodos aceptados y usados frecuentemente para la estimación de reservas tanto en yacimientos de volumen constante como en los que están sujetos al impulso por agua (almacenamiento acuífero) con diferentes grados de fiabilidad, ellos son:

- El método volumétrico.
- El uso de datos de producción-presión.

8.6.2.1 Verificación del inventario por método volumétrico Isopore

Desarrollado por Richard Mantia (1989) a finales de los años setenta. El inventario que reside en el horizonte de almacenamiento del yacimiento se determina como:

$$I = V \cdot E \quad (91)$$

Donde:

I: es el inventario, pies cúbicos std.

V: el volumen de poros de gas, pie cubico yacimiento.

E: el factor de expansión de gas, pie cubico std. / pie cubico yacimiento.

La fórmula para el cálculo del inventario en términos del producto de la presión, porosidad y espesor es:

$$I = A \cdot \phi \cdot h(1 - S_w)35,37 \cdot \frac{p}{z \cdot T} \quad (92)$$

Donde:

p: es la presión yacimiento equilibrada promedio volumétrico, en psia.

z: el factor de compresibilidad, adimensional.

T: la temperatura absoluta en °R.

A: es el área en pies cuadrados.

h: el espesor promedio, en pies.

ϕ : la porosidad, una fracción.

S_w : la saturación de agua en la arena de gas, la fracción del espacio de poros.

En general, ϕ , h y p varían de punto a punto en el yacimiento de almacenamiento, una técnica "bloque promedio" se utiliza para dar cuenta de las variaciones y heterogeneidades. La técnica utilizada por Mantia, implica superposición de los mapas de isopore y presiones isobáricas y bandas estrechas planimedidos de presión (p) promedio y de $(\phi \cdot h)$ para determinar el valor promedio volumétrico de su producto.

8.6.2.2 Verificación de inventario con uso de datos de producción-presión en yacimientos de volumen constante

El método es llamado **la ecuación ΔQ** el cual permite cálculo de inventario que prevalece en el momento 1 de la disminución de la presión medida que corresponde a una disminución de gas retirado medida ΔQ de inventario durante el retiro.

La ecuación para entregar el inventario es el siguiente:

$$I_1 = \frac{\Delta Q}{\left(\left(\frac{P}{z}\right)_1 - \left(\frac{P}{z}\right)_2\right)} \cdot \left(\frac{P}{z}\right)_1 \quad (93)$$

Donde:

I_1 : Inventario justo antes del retiro, en BCF.

ΔQ : medida del gas retirado, en BCF.

$(p/z)_1$: pseudo-presión (burbuja de gas equilibrada), antes del retiro, en psia.

$(p/z)_2$: pseudo-presión (burbuja de gas equilibrada), después del retiro, en psia.

La ecuación 91 también calcula el inventario en el comienzo de la temporada de la inyección cuando ΔQ es sustituido por $-\Delta Q$, y reconociendo que, $(p/z)_2 > (p/z)_1$.

Es importante señalar que, la ecuación 94 debe ser utilizada con pseudo-presiones equilibradas. Si el yacimiento de almacenamiento está sujeto a impulso de agua limitado donde el volumen de la burbuja de gas no cambia más de unos pocos puntos porcentuales entre la inyección y plazos de entrega para retiro, la ecuación 93 dará una estimación razonable del inventario. Sin embargo, existe una incertidumbre matemática relacionada con la "condición débil" del denominador de la ecuación cuando la diferencia entre las pseudo-presiones es pequeña. Esto ocurre cuando no se retira una cantidad suficiente de gas para generar una caída pseudo-presión significativa.

Si el volumen del yacimiento cambia notablemente durante el ciclo de almacenamiento, entonces se puede calcular los inventarios separadamente de

los datos de inyección y de retiro y promediar los valores correspondientes. La diferencia entre el inventario calculado y el contable correspondiente indica la pérdida acumulativa del yacimiento de gas experimentado desde la verificación del inventario precedente y corrección.

El uso de la ecuación 93 utilizando los datos de inyección y retiro permite calcular las pérdidas acumuladas sobre una base promedio. Estos cálculos, incluso cuando se aplican a yacimientos de almacenamiento sujetos a cambios de volumen importante ofrecen una imagen razonablemente clara de las pérdidas producidas, se mantiene igual, o aumenta sistemáticamente durante largos periodos de tiempo. La pérdida acumulativa de inventario tiene que ser una función creciente monótona de tiempo ya que no puede disminuir. O bien se aproxima a una asíntota horizontal o, en el caso menor pero continuando la filtración, una tendencia lineal ligeramente inclinada. Cualquier aumento gradual en la pérdida acumulada podría indicar la adición de un nuevo evento de pérdida. Cualquier disminución aparente en la pérdida acumulativa calculada sería, por otro lado, calibrar el grado de incertidumbre en el procedimiento.

- **La ecuación ΔQ modificada**

Cuando el volumen de la burbuja de gas se modifica sensiblemente desde el comienzo hasta el final de los ciclos de inyección / extracción, el efecto del flujo de salida / afluencia de agua puede ser explicada en el uso de la ecuación modificada ΔQ derivada y publicado por M.R.Tek.

$$I_1 = \frac{\Delta Q}{\left(\left(\frac{P}{z}\right)_1 - \left(\frac{P}{z}\right)_2 \cdot \frac{V_2}{V_1}\right)} \cdot \left(\frac{P}{z}\right)_1 \quad (94)$$

Donde:

V_2 : el volumen de burbujas de gas después del retiro.

V_1 : El volumen de la burbuja de gas antes del retiro.

La cantidad V_2/V_1 se puede calcular directamente en algunos yacimientos mediante la determinación de la elevación del nivel del mar de contacto gas-agua a partir de datos pozo de observación. A veces los simuladores de yacimiento proporcionan los valores calculados para el flujo de salida / afluencia de agua durante los ciclos de inyección / extracción. La relación V_2/V_1 entonces se puede calcular a partir de estudios volumétricos y geología del subsuelo.

En los yacimientos, donde los inventarios han sido verificados y actualizados por medios independientes uno puede usar la ecuación 95 para calcular de nuevo el valor exacto de V_2/V_1 .

Las ecuaciones desarrolladas para predecir la histéresis del funcionamiento de los yacimientos de almacenamiento sujetos a impulso por agua también se puede utilizar para determinar el valor de V_2/V_1 como una función del tiempo durante el ciclo de almacenamiento.

Cuando la ecuación 93 en lugar de la ecuación 94 se utiliza para determinar las pérdidas acumuladas en los yacimientos de almacenamiento sujetos a impulso por agua, se puede demostrar que subestima las pérdidas acumuladas cuando los datos de retiro se utilizan y sobrestima las pérdidas cuando los datos de inyección se utilizan.

8.6.3 Verificación del inventario en yacimientos agotados para almacenamiento sujetos al mecanismo de impulsión por agua

La verificación del inventario, así como la garantía de la capacidad de entrega requiere del conocimiento y la predicción de la presión de la burbuja de gas en todo momento durante los ciclos de extracción y de inyección. La diferencia entre la presión en el acuífero y la burbuja de gas provoca afluencia o salida de agua que cambia continuamente el tamaño de la reserva de la burbuja de almacenamiento y la relación entre la presión termodinámica, la temperatura y el volumen proporciona la base para el balance de materiales. Este equilibrio se obtiene mediante el cálculo adecuado de los cambios de volumen debido a la afluencia y el flujo de salida de agua a través de la burbuja de almacenamiento por los efectos de compresibilidad en el estado no estable. Estos cálculos de impulsión de agua a través de las soluciones de las ecuaciones diferenciales parciales y principio de superposición asistidos con simulación por computador se pueden predecir el funcionamiento con ajustes de historia (*history matching*) a través de los primeros datos que se tengan de registro de comportamiento del acuífero.

Comenzando con el equilibrio, en una burbuja de gas de almacenamiento establecida y su acuífero circundante, el desempeño de la histéresis del yacimiento de almacenamiento se calcula por un procedimiento desarrollado por Tek (1995) combinando las ecuaciones de mecanismo de impulsión por agua desarrolladas por Dake (1978) con el concepto de Índice de Productividad Acuífero y las ecuaciones del flujo del acuífero en semi-estado estable publicados por Mike Fetkovich (1971) donde el nuevo método permite el cálculo directo de las presiones acuífero y burbuja de gas sin requerir iteración de las presiones mostraron una excelente concordancia entre las presiones calculadas y las observadas.

8.6.4 Errores e incertidumbre en la verificación de inventarios en el almacenamiento en yacimientos agotados

El inventario físico presente en un yacimiento de almacenamiento de volumen constante puede ser calculado si la caída de la pseudo presión, p/z puede ser medida en respuesta a una extracción dosificada de (ΔQ) BCF del inventario mediante la ecuación 93 a la cual le falta agregar el signo más para indicar retiro y el signo menos para indicar inyección (Tek, 1987) como se aprecia en la ecuación 95;

$$I_1 = \frac{\pm (\Delta Q)}{\left(\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right)} \cdot \left(\frac{p}{z}\right)_1 \quad (95)$$

A la incertidumbre cuantitativa y el análisis de errores de la ecuación 95 nos indica el grado de incertidumbre creado en I_1 como consecuencia de los errores inherentes en ΔQ , p y los correspondientes valores del factor z .

$$\frac{\Delta I_1}{I} = \frac{\Delta (\Delta Q)}{\Delta Q} + \frac{\Delta \left(\frac{p}{z}\right)_1}{\left(\frac{p}{z}\right)_1} + \frac{\Delta \left(\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right)}{\left[\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right]} \quad (96)$$

Se puede considerar que la cantidad de inyección o retiro medida ΔQ está sujeta a un error relativo o incertidumbre de aproximadamente 0,2 %.

El error relativo en el término $\left(\frac{p}{z}\right)_1$ puede ser expresado como:

$$\frac{\Delta \left(\frac{p}{z}\right)_1}{\left(\frac{p}{z}\right)_1} = \frac{\Delta p}{p} + \frac{\Delta z}{z} \quad (97)$$

El error relativo en p , $\Delta p/p$ se deben a las lecturas de presión real alrededor de unas pocas décimas de uno por ciento en los manómetros de presión, además de las correcciones por condiciones de referencia como la altura sobre el nivel del mar, gravedad del gas, temperaturas de distribución, entre otros causan un nivel de incertidumbre en p hasta del 10 al 20 % sobre la base del error relativo.

El error relativo en z , $\Delta z/z$ generalmente es menor que el 1 % y se debe a cambios en la composición del gas nativo al gas almacenado y también a los cambios posteriores en la gravedad del gas de gasoducto inyectado en el campo de almacenamiento.

El error relativo en el último término puede ser expresado como:

$$\frac{\Delta\left(\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right)}{\left[\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right]} = \frac{\left(\frac{p}{z}\right)_1}{\left[\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right]} \cdot \left|\frac{\Delta\left(\frac{p}{z}\right)_1}{\left(\frac{p}{z}\right)_1}\right| + \frac{\left(\frac{p}{z}\right)_2}{\left[\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right]} \cdot \left|\frac{\Delta\left(\frac{p}{z}\right)_2}{\left(\frac{p}{z}\right)_2}\right| \quad (98)$$

Los términos entre corchetes se pueden evaluar como:

$$\left|\frac{\Delta\left(\frac{p}{z}\right)_1}{\left(\frac{p}{z}\right)_1}\right| = \left(\frac{\Delta p_1}{p_1}\right) + \left(\frac{\Delta z_1}{z_1}\right) \cong 11 \% \quad (99)$$

$$\left|\frac{\Delta\left(\frac{p}{z}\right)_2}{\left(\frac{p}{z}\right)_2}\right| = \left(\frac{\Delta p_2}{p_2}\right) + \left(\frac{\Delta z_2}{z_2}\right) \cong 11 \% \quad (100)$$

Por lo tanto, con ecuaciones 99 y 100 en la ecuación 99 y considerando si retiro p/z es pequeño, tenemos:

$$\frac{\Delta\left(\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right)}{\left[\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right]} = \frac{\left(\frac{p}{z}\right)_1}{\left[\left(\frac{p}{z}\right)_1 - \left(\frac{p}{z}\right)_2\right]} * (11 + 11) \% \quad (101)$$

Si el error relativo del término p/z es 2 % y si la reducción en pseudo presiones es 30 %, entonces la máxima incertidumbre posible en el término de la ecuación 101 es igual a 13,33 %, por consiguiente, el error relativo o incertidumbre en el cálculo de inventario (I) con la ecuación 102 es del orden del 15,53 %:

$$\frac{\Delta I}{I} = 0,2 + 1 + 1 + 13,33 = 15,53 \% \quad (102)$$

9. CONCLUSIONES

El panorama colombiano a finales del año 2011 en cuanto a seguridad de abastecimiento del gas natural se tiene una demanda media de 1287 MPCD, 151 durante los periodos de sequía (incluyendo 200 MPCD de exportaciones a Venezuela). La demanda térmica disminuye 364 MPCD en el escenario base de la UPME. La inyección máxima es de 1194 MPCD (ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS, 2010).

Para los proyectos de confiabilidad en el abastecimiento de gas natural en el estudio de Correa & Castrillón (2008) el costo estimado de adecuación de un yacimiento agotado como unidad de almacenamiento de gas natural con una capacidad de almacenamiento de 1000 millones de m³ es del orden de 150 millones de dólares para un precio actual del gas natural de 5 USD/MMBTU, los cuales fueron corroborados por el estudio de ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS (2010) “Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización” para la CREG Colombia en el marco del convenio ANH-FEN N° 01/07 de 2007 en el cual se analizaron cuatro alternativas: A) Planta de *Peak-shaving* en Bogotá propuesta por Gas Natural, b) Almacenamiento Subterráneo en el yacimiento de Montañuelo ubicado en las cercanías de Gualanday de acuerdo a estudios realizados para Ecogas, c) Inversión en una planta de aminas de respaldo en Cusiana para evitar la salida de servicio por mantenimiento programado y d) Plantas genéricas de Propano-Aire (ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS, 2010).

El almacenamiento subterráneo en el yacimiento de Montañuelo se consideró una capacidad de inyección al sistema de 140 MPCD, una capacidad de almacenamiento útil de 20000 MPC equivalente a 566,336 millones de m³ y para 200 días de llenado, el costo de la inversión se estimó en 141 millones de dólares y el costo anual de operación y mantenimiento en 1 millón de dólares. Con una TIR antes de impuestos del 11,31 % y con 20 años de amortización. Observando la ubicación geográfica del almacenamiento resulta útil solo para el abastecimiento de la zona sur y el costo de las restricciones baja de 388 a 345 millones de dólares año, más que compensando la inversión en el almacenamiento evaluada en 19 millones de dólares año (ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS, 2010).

En esta tesis se definió que los grupos con más viabilidad para la implementación serían el grupo 3 (cuenca del Valle del Magdalena Medio) y el grupo 4 (cuenca de los Llanos Orientales) por ser consideradas las cuencas con bajo costo especificadas así por los criterios definidos por la ANH y comparaciones internacionales ya que exigen un nivel de inversión de capital más bajo porque históricamente son más intensamente exploradas y maduras y su nivel de conocimiento geológico, su incertidumbre de implementación es más aceptable, también cuentan con un desarrollo de infraestructura más avanzado y el acceso a

vías de transporte es cercano. Para el caso Antioquia es recomendable analizar la opción del Valle del Magdalena Medio en especial la zona del municipio de Yondó y para el caso Santander en el municipio de Barrancabermeja.

Generalmente el almacenamiento subterráneo de gas natural se localiza dónde está la oferta y no la demanda, para el caso colombiano ocurre lo contrario, la población consumidora esta alrededor de los gasoductos y zonas productoras.

Actualmente Colombia continua sin desarrollo de proyectos que den confiabilidad y seguridad de abastecimiento continuo del suministro de gas natural para los usuarios y a partir de los resultados obtenidos se puede concluir que nos encontramos frente a un problema de seguridad de abastecimiento a futuro ya que es incierto el comportamiento del campo La Guajira y el incremento de producción en Cusiana, las importaciones de gas natural de Venezuela y el descubrimiento de otros yacimientos de gran producción.

Se demostró que los costos de implementación de almacenamientos subterráneos de gas natural dependen de las condiciones geológicas y de la capacidad del yacimiento las cuales determinan de por si los caudales de inyección y de extracción los cuales estarán predeterminados para proteger la vida útil.

A la fecha no hay confiabilidad del servicio de suministro de gas natural a corto plazo para interrupciones de pocos días (fallas o mantenimientos en el sistema de transporte y / o producción) para lo cual se recomienda la implementación prioritaria de almacenamientos subterráneos de gas natural en yacimientos agotados, tampoco hay seguridad de abastecimiento a mediano y largo plazo en especial cuando se presenta el fenómeno del Niño para lo cual se recomienda la implementación de barcos de regasificación de GNL donde los almacenamientos subterráneos juegan papel importante para poder almacenar el gas de importación que llegaría en los barcos de regasificación y que no podría consumirse de inmediato pero si almacenarse.

Los costos de inversión y los gastos fijos de AOM del almacenamiento subterráneo de gas natural sean soportados por la totalidad de los usuarios regulados y no regulados del sistema de gas y poder asegurar así que los usuarios regulados, los no regulados y el GNV que no tengan capacidad de sustitución de gas natural cuenten con contratos de suministro en firme.

El almacenamiento subterráneo es óptimo para los usuarios de tarifa regulada y el suministro con barcos de regasificación con gas importado debe ser soportado por los usuarios de tarifa no regulada como son las centrales térmicas.

Sin inversiones de confiabilidad el costo de las restricciones alcanzan los 388 millones de dólares anuales y con la implementación de alternativas para incrementar la confiabilidad con almacenamientos subterráneos en yacimientos agotados su inversión se vería reflejada con un incremento máximo del 5 % de la

tarifa actual del gas natural y disminuiríamos los costos ocasionados por las restricciones.

La hipótesis de la tesis se comprobó siendo real y donde se concluye que para cualquier alternativa técnica seleccionada para asegurar la continuidad y confiabilidad en la cadena del gas natural y que pueda ser optima se recomienda también realizar una configuración en anillo (cerrado) al sistema de gasoductos colombianos para generar un sistema redundante .

10. SUGERENCIAS PARA FUTUROS TRABAJOS

Este proyecto de investigación es uno de los más importantes en su línea de investigación en Energía y Minería como lo reconoce Colciencias en la línea de Tecnologías para la exploración y explotación de recursos mineros y energéticos su programa nacional de investigación e innovación tecnológica en el área temática de hidrocarburos.

Ofrece ideas y procedimiento a la solución de la valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los agentes y usuarios de los mercados en lo concerniente a los almacenamientos subterráneos de gas natural en yacimientos agotados de gas o petróleo partiendo de la falta de política de desarrollo coherente en aspectos tales como la importancia del sector hidrocarburos para el país y los riesgos de una insuficiencia energética (Colciencias, 2005).

Se recomienda seguir trabajando por tomar decisión pública para el uso de alternativas en confiabilidad con almacenamientos subterráneos de gas natural y no como se está confundiendo actualmente con la decisión de implementar soluciones con GNL que dan solución para mitigar el riesgo de abastecimiento mas no de confiabilidad de los sistemas de distribución que quedarían de todas formas alejados del lugar de importación.

11. REFERENCIAS

- Al-Hussainy, R. and H. J. Ramey, Jr. (1966). Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting. *Journal of Pet. Tech.* p. 637-642.
- Agarwal, R. G. (1979). Real Gas Pseudo-Time – A New Function for Pressure Build-Up Analysis of MHG Gas Wells. *SPE* 8279.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2009). *Colombia: Petróleo y Futuro*. Bogotá. p. 167.
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2012). *Informe Estadístico Petrolero*. Recuperado el 12 de enero de 2013 de <http://www.acp.com.co/>
- Azin, R. et al. (2008). *Underground gas storage in a partially depleted gas reservoir*. Francia, Vol. 63, No. 6, pp. 691-703. Institut français du pétrole. Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'IFP.
- Bánzer, C. (1996). *Correlaciones numéricas P.V.T*. Universidad del Zulia
- BELCHER, S. (2004). *The Basics of Underground Natural Gas Storage*. E.U: EIA.
- BOE. (2006). *Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre*. España: Boletín Oficial del Estado. Núm. 132. P. 46714-46720. Recuperado el 10 de julio de 2012 de http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2006-22967
- BP. (2012). Natural gas. *BP Statistical Review of World Energy*. London: BP p.l.c., 45 p.
- Cadena, A., Herrera, B, & González G. (2012). *Abastecimiento de gas natural en Colombia*. Cartagena, Colombia.
- Campodónico, H. (1999). *The natural gas industry and its regulation in Latin America*. CEPAL review 68. pp. 137-151. Recuperado el 13 de enero de 2013 de https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:vhDnIkUE1a4J:www.eclac.org/publicaciones/xml/4/20174/campodonico_i.pdf+Estado+del+arte+Marco+regulatorio+gas+natural+en+latinoamerica&hl=es&gl=co&pid=bl&srcid=ADGEEsifSE4tttkw5iyxd0YoKYdxUeExp2B_uKkAeOOAxPGR6dYnWTzKllapKrbtTU9jKoOBHW_To7dqrB2G-FPXZQ-wNMLhpYoSxWDLqKMxWOYB6Z1owHzgQeIP86ht4aKj76YFzvs8&sig=AHIEtbT9D0SXXT76tRyK5g4UbUM8YmL1Ew .
- Castro, G. (2012). *Visión Institucional de la CREG Sector de Gas Natural*. En: XV Congreso Naturgas. 2012: Cartagena, Colombia.

CNE. (2012). *ANALYSIS OF CROSS BORDER TRANSMISSION GAS TARIFFS BETWEEN PORTUGAL AND SPAIN-PUBLIC HEARING*. Recuperado el 28 de junio de 2012 de <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/CrossBorderTariffAnalysisinMIBGAS.pdf>

COLCIENCIAS. (2005). *PLAN ESTRATÉGICO PROGRAMA NACIONAL DE INVESTIGACIONES EN ENERGÍA Y MINERÍA 2005-2015*. Bogotá, Colombia: Colciencias. P. 71. Recuperado el 12 de diciembre de 2012 de http://www.colciencias.gov.co/sites/default/files/ckeditor_files/files/Plan_Estrategico_CTI_Energia_2005-2015.pdf.

COLOMBIA. EL CONGRESO. (1994). *Ley 142 de 1994*, Artículo 90.2. Bogotá.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2011). Sector gas. *Memorias al Congreso de la República 2009 – 2010*. Bogotá. p. 145 -164.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2005). *Decreto Número 1484*. Bogotá.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2010). *Decreto Número 2730*. Bogotá.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2011). *Decreto Número 2100*. Bogotá.

Coonan, T. S. (2007). *Tariff Development for Natural Gas Storage*. Recuperado el 28 de junio de 2012 de http://www.naruc.org/international/Documents/Thomas_Coonan_Natural_Gas_Storage_Tariffs.pdf

Correa, T., & Castrillón, E. (2008). Almacenamiento de gas natural. *Tecnológicas*, 21, 145-168. Recuperado el 12 de diciembre de 2012 de <http://itmojs.itm.edu.co/index.php/tecnologicas/article/view/290>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2012). *Resolución CREG No. 054 de 2012*. Bogotá.

Chaudhry, A.(2003). *Gas Well Testing Handbook*. U.S.: Elsevier, 2003. p. 237-245.

Dake, L.P. (1978). *Fundamentals of reservoir engineering*. USA, Elsevier. Recuperado el 28 de junio de 2010 de Recuperado el 28 de junio de 2010 de http://www.knovel.com/web/portal/browse/display?EXT_KNOVEL_DISPLAY_bookid=2082&VerticalID=0

DANDEKAR, A. (2006). *Petroleum Reservoir Rock and fluid Properties*. Taylor & Francis.

Danesh, A. (1998). *PVT AND PHASE BEHAVIOUR OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS*. U.S.: Elsevier. P. 22-29.

Ecopetrol (2004). Calidad de gases comercializados en Colombia. *Características típicas del gas natural en Colombia*. Gerencia de Gas. Recuperado el 28 de junio de 2010 de <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/CalidadGases2004.pdf>

Ecopetrol (2007). *Calidad del gas natural en Colombia*. Gerencia de Gas. Recuperado el 13 de enero de 2013 de <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42579>

Edmister, W. C. (1961). *Applied Hydrocarbon Thermodynamics*. Gulf Publishing Co.

ENAGAS. (2010). *Almacenamiento de gas natural Yela*. Recuperado el 12 de enero de 2013 de <http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146252112425&ssbinary=true> .

FERC. (2004). Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage. *Federal Energy Regulatory Commission Staff Report*, September, 2004. p. 4.

Fetkovitch, M. J. (1971). *A Simplified Approach to Water Influx Calculations*. *Finite Aquifer Systems*. J. Pet. Tech. p. 814-828.

Finnjord, J. (1985). An Analytical Study of Pseudo-Time for Pressure Drawdown in a Gas Reservoir. *Arbeidspapier fra Rogaland Distrikthogskole*, Working Paper from Rogaland University No. 37, Stavanger.

Flanigan, O. (1995). *Underground gas storage facilities: Design and implementation*. Gulf Publishing Company, p. 179.

Fritz, A. et al. (2002). Storing Natural Gas Underground. *Oil Field Review*. Schlumberger.

GPSA. (2003). *Engineering Data Book Gas Processors Supplier Association*. 12 ed. SI, V. I & II.

Gutiérrez, J. (2012). *Rompiendo Paradigmas*. En: XV Congreso Naturgas. 2012: Cartagena, Colombia.

Gutiérrez, J. (2011). *Visión Ecopetrol Mercado de Gas Natural*. En: XIV Congreso Naturgas. 2011: Cartagena, Colombia.

Hankinson, R. W., Thomas, L. K. and Phillips, K. A. (1969). Predict Natural Gas Properties. *Hydr. Proc.* 48.

Hayes, Mark H. (2006) *Flexible LNG supply, storage and price formation in a global natural gas market*. 204 p. Thesis PhD. Stanford University.

Hoelen, Q. et al. (2006). *Gas Storage in Sal Caverns*. En: 23rd World Gas Conference. Amsterdam, 2006.

INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION, IHRDC. (2008). *The role of Gas Storage in International Gas Markets: XI Congress of Naturgas*. 2008: Cartagena Colombia.

ICF INTERNATIONAL. (2011). *North American Midstream Infrastructure Through 2035 – A Secure Energy Future*. INGAA Foundation. Recuperado el 12 de enero de 2013 de <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=14900>

ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS. (2010). *Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización*. Colombia. Recuperado el 10 de diciembre de 2012 de http://www.cnogas.org.co/documentos/ITANSUCA_TALLER_SEP-23.pdf

Katz, D. & Lee, R. (1990). Natural Gas Engineering, Production and Storage. *Chemical Engineering Series*. McGraw-Hill International Editions, p. 493-506, 512-541.

King Hubbert, M. (1956). Darcy's Law and the Field Equations of the flow of Underground Fluids. *Trans. AIME* 207, p. 222-239.

Klinkenberg, L. J. (1941). The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases. *API Drill and Prod. Practice* 200.

Lee, J. & Wattenbarger, R. (1996). Gas Reservoir Engineering. *SPE Text Books*. V. 5, p. 214-229.

Lee, W. J. and S. A. Holditch. (1982). Application of Pseudo Time to Build Up Test Analysis of Low Permeability Gas Wells in long Duration well Bore Storage Distortion. *Journal of Pet. Tech.*, 2877-87.

Lee, R. L. (1986). *Deliverability of Natural Gas*. Ph.D. Dissertation, University of Michigan, Ann Arbor.

Lee, R. L., Logan, R. and M. R. Tek. (1986). Effect of Turbulence in Flow of Real Gas through Porous Media. *SPE formation Evaluation*. March: 108-120.

Lenoir, J. M., Junk, W. A. and Comings, E. W. (1953). *Measurement and correlation of thermal conductivities of gases at high pressures*. Chem. Eng. Prog.

49, No. 10, October, p. 539-542.

Leverett M. C., W. B. Lewis and M. E. True. (1942). Dimensional Model Studies of Oil Field Behavior. *Trans. AIME*, vol. 146, 175.

Malik, Kazim A. (2006). *An intelligent portfolio management approach to gas storage field deliverability maintenance and enhancement*. West Virginia, 105 p. Thesis Msc. West Virginia University. Department of Petroleum and Natural Gas Engineering.

Mantia, R.W. (1987). *Inventory Verification Isopore Volumetric Method, Underground Storage of Natural Gas- Theory and Practice*. USA, Kluwer Academic Publishers.

Misra, B.R. & Foh, S.E. (1988). Inst. Of Gas Technology; Shikari, Y.A., Gas Research Inst; Berry, R.M., Texas Gas Transmission Corporation; Labaune, F., Sofregaz, "The Use of Inert Base Gas in Underground Natural Gas Storage"; SPE 17741, SPE Gas Technology Symposium, Dallas, TX.

NATURALGAS. (2011). *The History of Regulation*. Recuperado el 17 de diciembre de 2012 de <http://www.naturalgas.org/regulation/history.asp>

Perry, Robert H. (1992). *Manual del Ingeniero Químico*. México: MCGrawHill.

Promigas. (2012). Lustró 2007 – 2011: Datos y Cifras del Sector. *La versión número 13 del Informe del Sector Gas Natural 2011*. Recuperado el 13 de enero de 2013 de <http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/af4b61004cb596a0aa61ab2e3c6566a2/Informe+del+Sector+Gas+Natural+2011-web.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=af4b61004cb596a0aa61ab2e3c6566a2> .

R. E. Rogers & G. Y. Yevi. (1996). *Gas Hydrate Storage and Method for Using the Gas Hydrate Storage System in Automotive Vehicles*. U.S. Patent No. 5 540 190, July 1996.

ROMINE, B. (2009). *Real Options in Energy Markets: analysis and computation*. Thesis PhD. Stanford University.

SIEMENS. (2007). *Compresores de proceso*. Siemens AG. Alemania, p. 8.

Solórzano Herrera, I. (2004). *Almacenamiento de Gas Natural en Yacimientos Agotados, Estudio de Viabilidad y Análisis Económico de un Proyecto de Desarrollo*. p. 24. Tesis doctoral. Escuela técnica Superior de Ingenieros de Minas. Dpto. de Ingeniería Química y Combustibles.

- Srinivasan, Balaji S. (2006). *The impact of reservoir properties on mixing of inert cushion and natural gas in storage reservoirs*. West Virginia, 88 p. Thesis Msc. West Virginia University. Department of Petroleum and Natural Gas Engineering.
- Standing, M. B. (1977). *Volumetric and Phase Behavior of OIL Field Hydrocarbon Systems*, SPE, Dallas.
- Tiab, D. & Donaldson, E. (2004). *Petro physics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock*. Elsevier, p. 54, 817.
- THOMPSON, Mathew. (2003). *Real Options & Optimization of energy Assets*. Ontario Canada, Thesis PhD. University of Western Ontario.
- Tek, M. R. (1997). *Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability*. USA, Penn Well Corporation, p. 433.
- Tek, M. R. (1997). *Underground Storage of Natural Gas*. Texas: Gulf Publishing Company, Book Division.
- Tek, M. R. (1997). Verification of Inventory in Underground Storage. *Turkish J. of oil and gas*. Vol. 1 y 2. USA.
- Toby, Darling T. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. Elsevier, p. 3-27.
- Touloukian, Y. S., Liley, P. E. and Saxena, S. C. (1970). Thermal Conductivity, Nonmetallic Liquids and Gases. Thermo physical Properties of Matter, IFI/Plenum, N.Y. - Wash., 3, p. 512.
- UPME. (2007). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2002-2007*. Bogotá, Scripto Ltda., p. 149.
- UPME. (2010). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010*. Bogotá, Ducal Ltda., p. 247.
- UPME. (2012). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2007-2011*. Bogotá, Nuevas Ediciones S.A., p. 244.
- World Bank Group. (2010). *The Future of The Natural Gas Market in Southeast Europe*. USA. DOI: 10.1596/978-0-8213-7864-9
- Zamora, A. (2011). *Potencial energético de Colombia*. Foro Internacional sobre Energía. Bogotá.
- Zachmann, G. & Neumann, A. (2007). *Natural Gas Storage, Tales From two Countries*, Drafted May 31, DIW, Berlin.
- Zhong, Yu. (2000). *Investigation of the industrial use of gas hydrates for natural gas storage*. 125 p. Thesis Msc. Mississippi State University.

ANEXO 1. Normatividad en Colombia para la cadena del gas natural

Decreto No. 2730 del 29 de julio de 2010 derogado por el Decreto No. 2100 del 15 de junio de 2011:

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto No. 2730 del 29 de julio de 2010 por el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

CAPÍTULO IV, DE LA CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE GAS NATURAL.

Artículo 16. Almacenamiento Estratégico. Se establecen las siguientes disposiciones en materia de Almacenamiento estratégico de Gas Natural:

Sector No Termoeléctrico. Los comercializadores de gas natural y los Usuarios No Regulados que actúan directamente en el mercado, y que estén obligados a contratar suministro firme de gas natural, en el contexto de los lineamientos señalados en el Literal c) del Artículo 2 y en el Artículo 5 del presente Decreto, tendrán la obligación de mantener el siguiente Almacenamiento estratégico:

- Unas existencias disponibles en todo momento, equivalente a cinco (5) días de su consumo de gas natural, medido este último sobre los consumos del año inmediatamente anterior, que deberían ser abastecidos mediante contratos de suministro en firme. Dichas existencias se podrán mantener en: almacenamientos subterráneos, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón extraíble por medios mecánicos; en plantas de regasificación o en plantas satélite.

Sector Termoeléctrico. Las plantas termoeléctricas a las que se les venzan los contratos de suministro en firme de gas que respaldan sus Obligaciones de Energía Firme y quieran continuar respaldando dichas obligaciones con gas, así como, las plantas termoeléctricas que a la fecha de expedición del presente Decreto no tengan respaldadas sus Obligaciones de Energía Firme con gas natural, pero pretendan hacerlo con posterioridad a la entrada en vigencia del mismo, podrán optar por una cualquiera de las siguientes alternativas para acceder al suministro de dicho combustible y respaldar las obligaciones referidas:

i) Suscribir Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada o Contratos de Opción de Compra de Gas (OCG) con Usuarios No regulados pertenecientes al sector No Termoeléctrico que cuenten con Contratos de Suministro en Firme de gas natural. El suministro de gas natural a la termoeléctrica se hará efectivo cuando el despacho de la planta y/o unidad de generación sea requerido por una cualquiera de las razones previstas en la normatividad del sector eléctrico que se encuentre vigente o entre a regir en un futuro.

ii) Suscribir Contratos de Suministro en Firme de gas proveniente de proyectos de regasificación de carbón, pudiendo o no tener vinculación económica con el proyecto.

iii) Mantener el siguiente Almacenamiento Estratégico:

- Para las plantas existentes, unas existencias de gas natural disponibles en todo momento, equivalente a un mínimo de cinco (5) meses y a un máximo de ocho (8) meses, según defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de un consumo de gas equivalente a la diferencia que resulte entre el consumo de gas que requerirían para operar a plena Capacidad Efectiva Neta y el consumo de gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio registrado en los últimos tres (3) años consecutivos, sin presencia del Fenómeno de El Niño – oscilación del Sur (ENOS).

- Para las plantas nuevas, unas existencias de gas natural disponibles en todo momento, equivalente a un mínimo de cinco (5) meses y a un máximo de ocho (8) meses, según defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de un consumo de gas equivalente a la diferencia que resulte entre el consumo de gas que requerirían para operar a plena Capacidad Efectiva Neta y el consumo de gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio esperado, factor que para tal efecto estimara el Centro Nacional de Despacho (CND) y que será ajustado cuando exista información real suficiente para efectuar un cálculo en los mismos términos definidos en el ítem inmediatamente anterior.

Dichas existencias se podrán mantener en: almacenamientos subterráneos, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón extraíble por medios mecánicos; o en plantas de regasificación. Dichas infraestructuras deberán estar conectadas a la red de transporte, debiendo el agente del Sector Termoeléctrico garantizar que exista capacidad suficiente para el transporte de los respectivos volúmenes, además de su transporte básico.

Parágrafo. El Almacenamiento Estratégico exigible al Sector Termoeléctrico sustituye parcialmente la obligación de suscribir contratos de suministro de gas natural de que trata el Cargo por Confiabilidad regulado por la Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG). Además del Almacenamiento estratégico, los agentes del Sector Termoeléctrico para respaldar el Cargo deberán contar con contratos de suministro bajo la modalidad en firme por cantidades equivalentes al gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio calculado para las plantas existentes y las plantas nuevas, según lo dispuesto en este Artículo.

Artículo 17. Almacenamiento Subterráneo en Campos de Hidrocarburos. El Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), según sus competencias, desarrollarán los estudios, procedimientos y expedirán los actos administrativos a que haya lugar, de tal manera que sea viable la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento.

Parágrafo 1. Lo señalado en el presente Artículo estará disponible en un plazo no superior a un (1) año transcurrido desde la expedición del presente Decreto.

Parágrafo 2. Para la selección y aprobación del uso de Almacenamiento Subterráneo se priorizarán las propuestas de los agentes del Sector Termoeléctrico a los que se refiere el Artículo 16 del presente Decreto, o las propuestas de agentes que los representen, sobre las propuestas de otros agentes del sector de gas y terceros interesados.

Entre un número plural de agentes del Sector termoeléctrico interesados en un campo específico con fines de almacenamiento, la cercanía geográfica entre el campo y las instalaciones del generador será priorizada.

Parágrafo 3. Podrán ser operadores de Almacенamientos Subterráneos todos los agentes que actúan en el sector de gas natural o agentes independientes. En el caso de los agentes sectoriales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) evaluará la necesidad de obligar a la empresa de que se trate a tener objeto exclusivo, en los términos del Artículo 18 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 4. Cuando la capacidad de un Almacenamiento Subterráneo sea utilizada mayoritariamente por agentes del Sector Termoeléctrico a los que se refiere el Artículo 16 del presente Decreto, el Servicio de Almacenamiento no estará sujeto a regulación de precios. No obstante, siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible, podrán

pedir acceso al servicio agentes del Sector No Termoeléctrico. De no llegarse a un acuerdo de precios entre el almacenador y el agente del Sector No Termoeléctrico que solicita acceso, a solicitud de este último, la CREG podrá fijar los cargos respectivos.

Parágrafo 5. Cuando la capacidad de un Almacenamiento Subterráneo sea utilizada mayoritariamente por agentes del Sector No Termoeléctrico a los que se refiere el artículo 16 del presente Decreto, el Servicio de Almacenamiento estará sujeto a la regulación de precios que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible, podrán pedir acceso al servicio agentes del Sector Termoeléctrico.

Antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente Decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá la propuesta metodológica para remunerar los Servicios de Almacenamiento Subterráneos sujetos a regulación de precios.

Parágrafo 6. Antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente Decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá los términos en los cuales se sufragará o remunerará la inversión requerida para el desarrollo de Almacenamientos Subterráneos. El análisis que efectuó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) con el objeto de adoptar decisiones en esta materia deberá partir de un análisis de los beneficios y costos que se deriven de la ejecución de estos proyectos.

Parágrafo 7. El gas natural inyectado con fines de almacenamiento, a recuperarse en un periodo posterior, no deberá contabilizarse dentro de las Reservas con que cuenta el país.

Artículo 20. Transición hacia el Nuevo Esquema de Confiabilidad. Con el fin de dar cumplimiento a las obligaciones de mantener el Almacenamiento Estratégico de que trata el Artículo 16 del presente Capítulo, los agentes del Sector No Termoeléctrico contarán con un plazo máximo de dos (2) años, contados a partir de la fecha de expedición del presente Decreto.

En el caso de los agentes del Sector Termoeléctrico, antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente Decreto, la Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG) definirá los términos en los cuales flexibilizará, transitoriamente, los requisitos en materia de contratación de combustibles para acceder al cargo de Confiabilidad y respaldar las Obligaciones de Energía Firme de aquellos agentes que opten por la alternativa de mantener el Almacenamiento estratégico de que trata el Artículo 16 del presente decreto. La flexibilización cubrirá el

periodo requerido para el desarrollo de los proyectos de Almacenamiento.

Así mismo, establecerá el plazo máximo con que contarán estos agentes para el desarrollo de los respectivos proyectos, teniendo en cuenta los resultados de los estudios a los que se refiere el Artículo 17 del presente Decreto.

Parágrafo 1. Transcurrido el plazo señalado para los agentes del Sector Termoeléctrico, los productores - comercializadores, comercializadores o importadores no podrán poner a disposición de estos agentes suministro de gas en firme diferente al señalado en el Parágrafo del artículo 16 de este Decreto. No obstante, los agentes del Sector Termoeléctrico podrán acceder al mercado spot para ajustar sus requerimientos efectivos de gas. Así mismo, podrán acceder a contratos de suministro interrumpibles por parte del comprador, con el fin de garantizar las existencias de su Almacenamiento Estratégico.

Parágrafo 2. Vencidos los contratos de suministro en firme con que actualmente cuentan algunos Agentes del Sector Termoeléctrico para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme, aquellos que en la actualidad actúan, continúen actuando, o pretendan actuar en el Mercado Secundario de gas natural en calidad de comercializadores, deberán constituirse como tales con sujeción a la normatividad vigente y deberán llevar contabilidad separada respecto de dicha actividad.

Parágrafo 3. El control de márgenes de comercialización en el Mercado Secundario de Gas Natural establecido en el Artículo 2 del Decreto 1514 del 3 de Mayo de 2010, se entenderá derogado cuando se dé cabal cumplimiento a las disposiciones establecidas en el presente Artículo. (MME, 2010).

Decreto No. 2100 del 15 de junio de 2011

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto No. 2100 del 15 de junio de 2011 por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

Capítulo II. Del abastecimiento de gas y confiabilidad del servicio

Artículo 18. Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio. Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de

inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

Con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijara las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.

Artículo 19. Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos. En un plazo no superior a un (1) año, el MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público. (MME, 2011).