

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA APLICACIÓN DE ALMACENAMIENTO
SUBTERRÁNEO DE GAS; CASO CAMPO ESCUELA COLORADO**

**ANDRÉS GARCÍA GONZÁLEZ
GREISS LIZETH SARMIENTO BARRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA APLICACIÓN DE ALMACENAMIENTO
SUBTERRÁNEO DE GAS; CASO CAMPO ESCUELA COLORADO**

**ANDRÉS GARCÍA GONZÁLEZ
GREISS LIZETH SARMIENTO BARRERA**

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director del proyecto
M. Sc. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**

**Co-Directores
Ing. FERNANDO ENRIQUE CALVETE
Ing. OLGA PATRICIA CANCINO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A Dios por hacerme quien soy, por haber puesto en mi vida personas tan valiosas y darme la fortaleza para alcanzar mis metas y continuar mi camino.

A mi padre, Edgar García, por apoyarme en todo momento, por darme la oportunidad de estudiar, por ser mi amigo y ejemplo para mi vida de que las cosas con esfuerzo se logran y sobre todo por brindarme tanto cariño.

Para mis amigos, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por sus buenos deseos y consejos.

Con cariño, Andrés García G.

DEDICATORIA

A mi madre, Ibeth Lucia Barrera, Castro por su inmenso amor.

A mi padre, Álvaro Sarmiento, por su apoyo incondicional.

A Jairo Díaz, por tantos años de compañía.

*Con cariño, **Greiss Lizeth Sarmiento Barrera***

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. ASPECTOS GENERALES	20
1.1 OBJETIVOS	20
1.1.1 Objetivo General.	20
1.1.2 Objetivos Específicos	20
1.2 JUSTIFICACIÓN	20
1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	21
2. MARCO LEGAL	23
2.1 NORMATIVA GENERAL	23
2.2 NORMATIVA RELACIONADA	23
2.3 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	28
3. MARCO CONCEPTUAL	32
3.1 RESEÑA HISTÓRICA RECIENTE DEL GAS EN COLOMBIA.	32
3.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR GASIFERON EN COLOMBIA	37
3.3 PRECIOS DE REFERENCIA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	38
3.4 CONDICIONES DEL GAS NATURAL	40
3.5 GENERALIDADES DE CAMPO COLORADO	42
3.5.1 Formaciones Productoras	42
3.5.2 Estructura Geológica	44
3.5.3 Historia del desarrollo del campo y explotación.	46
3.5.4 Estado actual del campo escuela colorado	49

3.5.5 Producción de gas campo escuela colorado	51
4. PROBLEMAS E IMPACTOS	54
4.1 PROBLEMAS DE ORDEN LEGAL	54
4.2 PROBLEMA AMBIENTAL Y SOCIAL	54
4.3 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	55
5. EVALUACIÓN DEL ESCENARIO PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO; CASO CAMPO ESCUELA COLORADO	57
5.1 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN YACIMIENTOS EMPOBRECIDOS DE PETROLEO	57
5.2 CONSIDERACIONES GEOLOGICAS DE LA FORMACION PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO	59
5.3 ESTADO MECANICO DE LO POZOS CAMPO ESCUELA COLORADO	59
5.4 EVALUACION DEL VOLUMEN DE GAS.	63
5.5 VERIFICACIÓN DE INVENTARIO (CANTIDAD DE GAS)	64
5.6 CONTROL Y RETENCIÓN DE LA MIGRACIÓN	64
5.7 CAPACIDAD DE ENTREGA DEL GAS	65
6. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL	66
6.1 GENERALIDADES DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL	66
6.2 VARIABLES A EVALUAR PARA EL ALMACENAMIENTO	67
6.3 ANTECEDENTES DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS	67
6.4 CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA DEL ALMACENAMIENTO	68
6.5 TIPOS DE ALMACENAMIENTO	69
6.5.1 Almacenamiento en yacimiento tipo roca porosa	71
6.5.1.1 Almacenamiento en yacimiento agotado de gas natural	71
6.5.1.2 Almacenamiento en yacimiento empobrecido de petróleo	72
6.5.2 Almacenamiento en reservorio de acuífero	73

6.5.3 Almacenamiento en cavernas de sal.	74
6.5.3.1 Características de diseño	76
6.6 FUNCIONES DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS	77
6.7 USOS DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS	77
6.8 DAÑOS EN POZOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS	79
7. METODOLOGÍA PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN ROCA POROSA	82
7.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE ALMACENAMIENTO	83
7.2 CONSIDERACIONES PARA EL ALMACENAMIENTO	84
7.2.1 Consideraciones geológicas	84
7.2.2 Análisis de los pozos.	84
7.2.3 Evaluación de volumen de gas	85
7.3 VERIFICACIÓN DEL INVENTARIO	85
7.3.1 Calculo de Inventario usando el Método Volumétrico.	87
7.3.2 Errores en la verificación de inventario	89
7.4 CONTROL Y RETENCIÓN DE LA MIGRACIÓN	91
7.4.1 Métodos para determinar la pérdida de gas para reservorios agotados de aceite	92
7.5 CAPACIDAD DE ENTREGA	93
7.5.1 Capacidad de flujo de pozos de gas	94
7.5.1.1 Procedimiento de una prueba isócrona	95
7.5.2 Capacidad de entrega de los campos	97
7.5.3 Presión de entrega del gas	97
7.6 EVALUACIONES DE LOS POZOS	98
7.7 FACTORES DE RECOBRO EN ALMACENAMIENTO	99
7.8 OPERACIONES DE SUPERVISIÓN DE POZOS DE ALMACENAMIENTO DE GAS	100
7.8.1 Pruebas de contrapresión	101
7.8.1.1 Objetivos de las pruebas de contrapresión	101

7.8.1.2 Método de toma de una prueba de contrapresión	101
7.8.1.3 Procedimiento	102
7.9 SISTEMA DE COMPRESIÓN PARA EL GAS	102
8. EVALUACIÓN DE VARIABLES INVOLUCRADAS EN EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRANEO	105
9. CONCLUSIONES	111
10. RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFIA	113

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Ubicación Campo Escuela Colorado	22
Figura 2: Red de Gasoductos y Campos de Gas en Colombia	35
Figura 3: Estructura Organizacional de Sector de Gas en Colombia.....	37
Figura 4: Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.....	43
Figura 5: Distribución de Bloques y Pozos en el Campo Colorado.....	45
Figura 6: Bloque de Exploración y Diagnostico Ambiental Campo Colorado.....	48
Figura 7: Medidas del Gas que llega a la estación KPCD	53
Figura 8: Distribución de Bloques y Pozos en el Campo Colorado. Ampliado	61
Figura 9: Tipos de almacenamientos	70
Figura 10: Proyectos Desarrollados de Almacenamiento de Gas a Nivel Mundial	79
Figura 11: Tipos Principales de Daños en Yacimientos de Almacenamiento de Gas	80
Figura 12: Planteamiento de la Metodología para el Almacenamiento de gas Natural en Roca Porosa.....	82
Figura 13: Los Tres Requerimientos Básicos en el Almacenamiento Subterráneo de Gas.....	86
Figura 14: Diagrama de Flujo de un Proceso de un Compresor de Gas de Tres Etapas.....	104

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Cifras de Cobertura de Gas Natural en IV trimestre del 2013.....	36
Tabla 2: Cifras de Cobertura de Gas Natural en IV trimestre del 2013.....	36
Tabla 3:Esquema de Participación para los Precios.....	39
Tabla 4: Las Especificaciones de Calidad de Gas Natural	41
Tabla 5: Distribución de los Pozos de Campo Colorado por Bloques.....	46
Tabla 6:Estado de los Pozos Campo Colorado.	49
Tabla 7:Pronóstico de Producción de Gas.....	51
Tabla 8: Liquidación de Gas que llega a la estación de Campo Colorado	52
Tabla 9: Evaluación de las características de un Yacimiento Agotado	58
Tabla 10: Pozos Cercanos a la Estación de Compresión	61
Tabla 11: Datos de Profundidad, Inicio de perforación y Completamiento	62
Tabla 12: Evaluación del estado de pozos aledaños a la planta Compresora.....	62
Tabla 13: Variables Involucradas en Tipos de Almacenamiento	70
Tabla 14: Estadísticas-Usos del Almacenamiento	78
Tabla 15: Estadísticas de capacidad de almacenamiento a nivel internacional.....	78
Tabla 16: Variables involucradas en el almacenamiento de gas subterráneo	105

NOMENCLATURA

NTC	= Norma Técnica Colombiana
MBTU	= Millón British Thermal Unit
KPCD	= Miles de Pies Cúbicos Por Día
STD	= Pies Cúbicos Estándar
P	= Presión. psi
P1	= Presión de la Posición Inicial, psi
P2	= Presión de la Posición Final, psi
Pf	= Presión de la Formación, psi
Ps	= Presión Estándar (14,7psi)
I	= Inventario, STD
V	= Volumen, Pies Cúbicos ft ³
E	= Factor de Expansión, STB/PC
Z	= Factor de expansión del Gas, adimensional
T	= Temperatura Absoluta, R
h	= Espesor, ft
A	= Área del Yacimiento, pies cúbicos, ft
∅	= Porosidad de la Roca, fracción
K	= Permeabilidad, mD
Q _o	= Caudal de Aceite, BPD
B	= Factor Volumétrico, RB/STB
μ	= Viscosidad, cp
r	= Radio, ft
r1	= Radio de la Posición inicial, ft
r2	= Radio de la Posición Final, ft
rd	= Radio de drenaje, ft
t	= Tiempo de Flujo, horas

β = Factor de Turbulencia
S.G = Gravedad Especifica del Gas (aire=1)

RESUMEN

TITULO: INGENIERIA CONCEPTUAL PARA LA APLICACIÓN DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS. CASO CAMPO COLORADO*

AUTORES: EDGAR ANDRES GARCÍA GONZALEZ**
GREISS LIZETH SARMIENTO BARRERA

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento subterráneo de gas, ingeniería conceptual, campo Colorado, almacenamiento de gas.

El siguiente proyecto tiene como finalidad el desarrollo de la ingeniería conceptual para una posible aplicación de almacenamiento subterráneo de gas en Campo Escuela Colorado, con el fin de disminuir los impactos generados por la quema del gas producido, y así poder cumplir con las normas ambientales establecidas por el gobierno actual.

Este proyecto se ejecutó con el desarrollo de actividades requeridas para el cumplimiento de los objetivos inicialmente planteados, en la cual fue necesaria la recolección de información sobre el campo, prestando especial interés en parámetros como: estructura geológica, históricos de producción y datos sobre cantidad y estado de los pozos perforados hasta el momento, todo esto buscando la evaluación de un escenario óptimo en Campo Escuela Colorado para el desarrollo de un almacenamiento de gas natural.

Como base de la ingeniería conceptual, se planteó una metodología que constan de nueve variables que deben ser analizadas, diseñadas y evaluadas en el momento de la realización del almacenamiento, convirtiéndose en una herramienta básica para el desarrollo de un proyecto de este tipo.

Entre los resultados obtenidos por este proyecto al realizar un balance de materia para el Campo Escuela Colorado, se encontró que la capacidad de almacenamiento presentada por el mismo es óptima para servir de almacén de acuerdo con sus propiedades geológicas, pero la producción diaria de gas en el campo no satisface la demanda actual en la región y tampoco es un volumen representativo para realizar un posible almacenamiento, por lo que se recomienda evaluar el campo para desarrollar este tipo de proyectos pero utilizando para la inyección gas generado por un campo distinto que maneje una producción diaria mucho mayor a la de campo escuela colorado.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director del proyecto: M. Sc. Julio Cesar Pérez Angulo. Co-Directores: Ing. Fernando Enrique Calvete. Ing. Olga Patricia Cancino

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL ENGINEERING FOR THE APPLICATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE. COLORADO FIELD CASE^{*}

AUTHORS: EDGAR ANDRES GARCIA GONZALEZ **
GREISS LIZETH SARMIENTO PINZON

KEY WORDS: Underground gas storage, conceptual engineering, Colorado Field, gas storage.

The following project aims the development of a conceptual engineering for a possible application of underground gas storage in Colorado Field, in order to reduce the impact generated by produced gas burning, and fulfill with the environmental standards set by the current government.

This project was implemented with the development of required activities to fulfill its original objectives, in which it was necessary first of all gather information about the field, paying special attention to parameters such as the geological structure, historical production records, and information of quantity and conditions of drilled wells to date. All this looking for the evaluation of an optimal scenario for natural gas storage in Colorado field.

As the basis for conceptual engineering, a methodology comprised of nine variables to be analyzed was raised, designed and evaluated in order to take into account before the storage, becoming a key tool for the development of a project like this one.

As the results obtained in this project, after performing a mass balance for Colorado field, it was found that the storage capacity of the field is very good, and this one could be used as a receptor to contain the gas, due to its geological properties, but the daily gas rate at Colorado field is not enough, in the region does not exist such a big production who allows thinking of developing an underground gas storage project. So it is recommended to evaluate the field for the reception of gas from different reservoirs, in greater quantities than those of Colorado Field.

^{*} Degree work

^{**} Faculty of Engineering. Physical-Chemical. School of Petroleum Engineering. Project Director: M. Sc Julio Cesar Pérez Angulo.. Co-Directors:Ing. Fernando Enrique Calvete. Ing. Patricia Olga Cancino

INTRODUCCIÓN

Es necesario resaltar la contribución al desarrollo del proceso de almacenamiento subterráneo la cual asegura el mejoramiento de la eficiencia y seguridad del sector gasífero en Santander, generando garantía en la entrega de los suministros energéticos directos que demanda la región mediante una instalación segura, probada y amigable con el medioambiente. Entre los impactos que se pretenden con el desarrollo del proyecto del almacenamiento de Gas en Campo Escuela Colorado, es contribuir al sector energético en el país, produciendo un alto interés tecnológico e investigativo hacia la industria del gas, además de la generación de empleo en la región. Por otro parte se busca que la Universidad Industrial de Santander sea referente investigativo a nivel nacional e internacional en materia de nuevas prácticas tecnológicas reiterando su espíritu innovador hacia la mitigación de los impactos ambientales.

Partiendo del concepto de ingeniería conceptual este trabajo de grado tiene como finalidad evaluar las alternativas y realizar un estudio preliminar que involucre cada una de las variables requeridas para llevar a cabo el proceso de almacenamiento subterráneo de gas natural, para el caso particular campo colorado, la cual busca convertir esta monografía en una herramienta para el análisis de la viabilidad en proyectos futuros de esta índole en Colombia.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General. Diseñar la ingeniería conceptual para la aplicación de almacenamiento subterráneo de gas; caso campo escuela colorado.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Realizar una documentación y recopilación de la información suministrada por la oficina de campo colorado, que permita plantear y seleccionar de manera idónea los escenarios para el almacenamiento de gas subterráneo.
- Plantear el modelo de acción que permita la ejecución del proyecto y cumplimiento de las actividades, y que conste de un procedimiento que permita el ajuste de las mismas.
- Evaluar los resultados obtenidos mediante el análisis de variables involucradas en rango de importancia.
- Elaborar un planteamiento final que proporcione las bases conceptuales para el almacenamiento subterráneo de gas.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La quema de gas asociado, ha estado presente a lo largo del desarrollo de los campos petrolíferos, actividad que debe ser modificada de acuerdo con los nuevos

requerimientos ambientales dictados en la resolución 181495 en el artículo 52 del 2 de septiembre de 2009 por la cual el Ministerio de Minas y Energía¹ prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas a la atmosfera en los campos productores en Colombia; el aporte de este proyecto consiste en emplear una nueva alternativa de utilización del gas en Colombia que cumpla con la normatividad ambiental actual. En este proceso es de vital importancia el desarrollo de un proyecto que sirva como punto de partida en ingeniería conceptual para el almacenamiento subterráneo de gas.

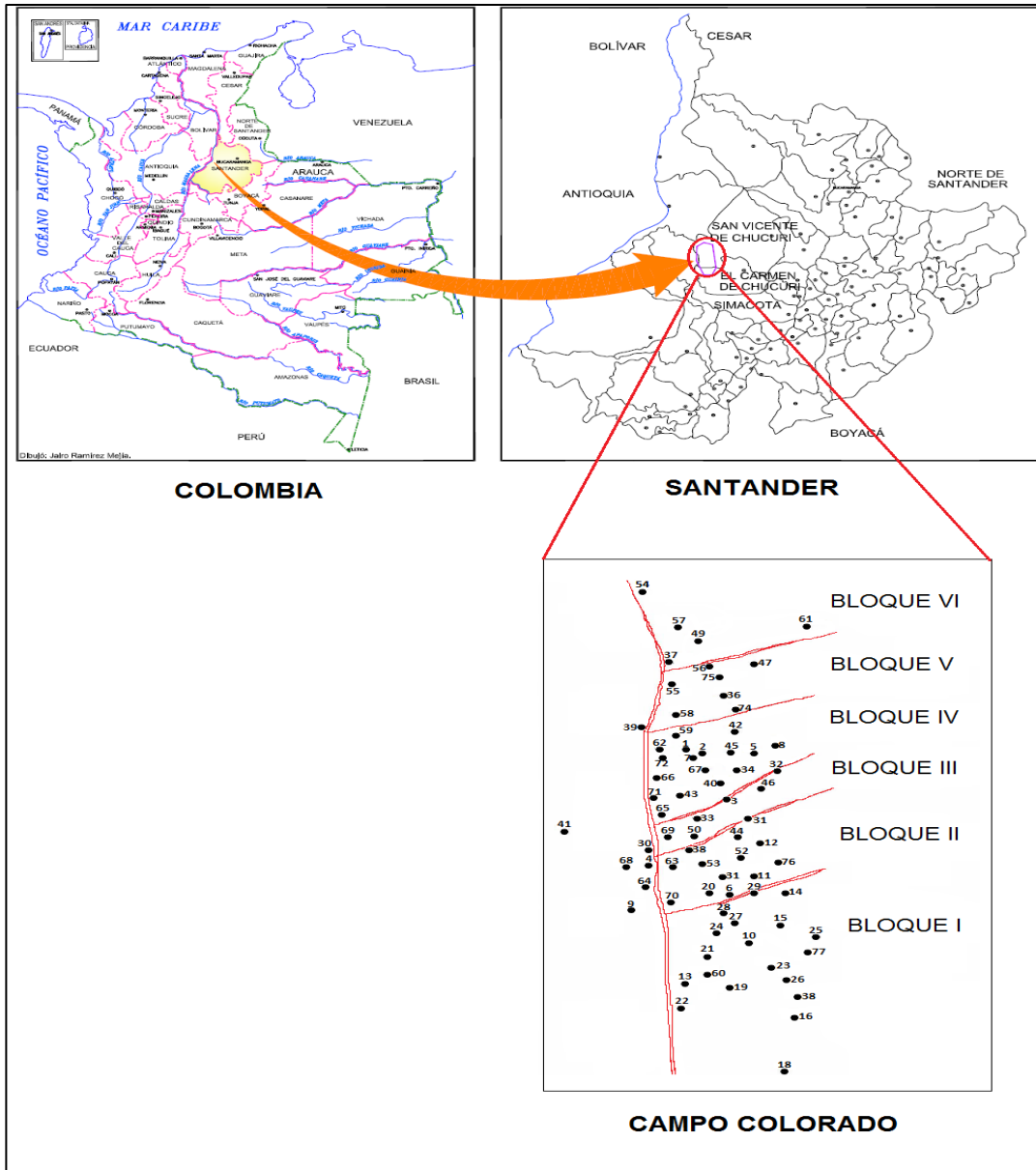
La Universidad Industrial de Santander operadora del campo colorado será un modelo y ejemplo de referencia para la industria petrolera al llevar a cabo prácticas de mitigación de los impactos ambientales dando como resultado el fortalecimiento y reiteración del compromiso de la institución con el medio ambiente.

1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo colorado se encuentra localizado en la Cuenca del Valle medio del Magdalena (VMM), en inmediaciones de los municipios de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del también campo petrolero La Cira Infantas, entre las coordenadas del Sistema de Posicionamiento Global (GPS, siglas en idioma Ingles) X=(1'036.000-1'040.500) Este y Y=(1'238.000-1'247.500) Norte, cuyo origen es Bogotá (Cundinamarca), esta área pertenecía a la antigua Concesión de Mares. Ver Figura 1

¹COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495. (02, septiembre, 2009). Por el cual se prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas a la atmosfera en los campos productores en Colombia. Bogotá: El Ministerio, 2009. 17 p.

Figura 1: Ubicación Campo Escuela Colorado



Fuente: Modificado. Imágenes suministradas por Campo Escuela Colorado.

Su ubicación geológica es el Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental; su estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta de 25° en su flanco este. Este anticlinal posee una extensión aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 Kilómetros de ancho.

2. MARCO LEGAL

2.1 NORMATIVA GENERAL

Es de suma importancia en la presente documentación realizar una mención de las Normas de rango Constitucional, Leyes Orgánicas y dispositivos con rango de ley que establecen las políticas generales de cuidado y protección del medio ambiente en el país tales, tales como:

Constitución Política de Colombia 1991, Artículo 2º

- Ley N° 99 de 1993. Ley del Medio Ambiente
- Ley 142 de 1994. Ley de servicios Públicos
- Ley 143 de 1994
- Ley Interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia.

2.2 NORMATIVA RELACIONADA

A continuación se relacionan algunas normas, resoluciones, acuerdos, decretos y leyes que regulan la industria del manejo, explotación, producción, transporte, comercialización y distribución de Gas en la Colombia.

Decreto 1514 del 03 de Mayo de 2010, por la cual se modifica y adiciona el decreto 2687 de 2008, modificado por el decreto 4670 de 2008, del MME (Ministerio de Minas y Energía).

Resolución 18 1495 del 2 Septiembre de 2009 del MME, por la cual prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmosfera en los campos productores en Colombia.

LEY 1274 DE 2009 (enero 5) diario Oficial No. 47 .223 de 5 de Enero de 2009. Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras.

ARTICULO 1º. SERVIDUMBRES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS. La industria de los hidrocarburos está declarada de utilidad pública en sus ramos de exploración, producción, transporte, refinación y distribución. Los predios deberán soportar todas las servidumbres legales que sean necesarias para realizar las actividades de explotación, producción, y transporte de los hidrocarburos, salvo las excepciones establecidas por la ley.

Se entenderá que servidumbre de ocupación de terrenos comprenderá el derecho a construir la infraestructura necesaria en campo e instalar todas las obras y servicios propios para beneficio del recurso de los hidrocarburos y del ejercicio de las demás servidumbres que lo requieran.

Decreto 4670 de 10 de Diciembre de 2008 por la cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural a nivel Nacional y se modifica el decreto 2687 de 2008 del MME.

Decreto 2687 del 22 de Julio de 2008, por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural a nivel Nacional y se dictan otras disposiciones del Ministerio de Minas y Energía.

Resolución No.18 1704 del 18 de Octubre de 2011, del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se establece la metodología de cálculo para la determinación del índice de abastecimiento de Gas Natural.

Resolución No. 118 de 2011 del 25 de Agosto de 2011, por la cual se ajusta la resolución CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme con lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 y se dictan otras disposiciones.

ARTICULO 1. OBJETIVO. Esta Resolución tiene como objetivo ajustar el procedimiento de comercialización establecido en la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones 045 y 147 de 2009 conforme a los lineamientos establecidos en el decreto 2100 de 2011 y la resolución 181014 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, y aplica a todos los agentes que intervengan en la realización de transacciones comerciales de compraventa del gas natural.

RESOLUCION No. 095 (04 SEP 2008) CREG. Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el decreto 2687 de 2008.

RESOLUCION No. 147 (12 NOV 2009) “Por la cual se modifica la Resolución CREG 095 de 2008”. En los siguientes Artículos:

ARTICULO 1. Modificación del artículo 11 de la resolución CREG 095 de 2008. Se modifica el Artículo 11 de la Resolución CREG 095 de 2008.

ARTICULO 2. Modificación de Artículo 16 de la Resolución CREG 095 de 2008. Se modifica el Artículo 16 de la resolución CREG 095 de 2008.

ARTICULO 3. Modificación de Artículo 17 de la Resolución CREG 095 de 2008. Se modifica el Artículo 17 de la resolución CREG 095 de 2008.

RESOLUCION No. 095 (04 SEP 2008). “Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de Gas Natural de que trata el Decreto 2687 de 2008.

RESOLUCION No. 057 (30 JUN 1996). “Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de Gas Natural en Colombia.

Notas de Vigencia:

-Modificada por la Resolución 7 de 2009, publicada en el Diario Oficial No. 47 274 de 25 Febrero de 2009. “Por la cual se dictan disposiciones para la compra de Gas Combustible con destino a usuarios regulados por parte de los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo”.

-Modificada por la Resolución 93 de 2006, publicada en el diario Oficial No. 46 461 de 23 Noviembre de 2006. “Por la cual se modifica las Resoluciones CREG 057 de 1996 y 018 de 2002, y se dictan otras disposiciones.

-Modificada por la Resolución 70 de 2006, publicada en el diario Oficial No. 46 418 de 11 Octubre de 2006. "Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural"

Modificada por la Resolución 23 de 2000, publicada en el Diario Oficial No. 43.993, del 04 de mayo de 2000, "Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país".

- Para la interpretación de esta Resolución debe tenerse en cuenta lo dispuesto por la Resolución CREG 092 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43 835 del

30 de diciembre de 1999.

- Para la interpretación de esta Resolución se debe tener en cuenta lo dispuesto en el artículo 1o. de la Resolución 2 de 1999.

-Modificada por la Resolución 71 de 1998, publicada en el Diario Oficial No. 43.340 de julio 15 de 1998, "Por la cual se dictan normas referentes a la participación de las empresas en el subsector de gas natural"

- **Modificada por la Resolución 60 de 1998**, publicada en el Diario Oficial No. 43.311 de junio 01 de 1998, "Por la cual se prorroga el plazo para la revisión de los cargos señalados para el sistema de Transporte del Interior de que trata el artículo 56.4 de la Resolución CREG-057 de 1996"

- **Modificada por la Resolución 41 de 1998**, publicada en el Diario Oficial No. 43.304 de mayo 21 de 1998, "Por medio de la cual se modifica la Resolución 057 de 1996 y se define la Naturaleza del transportador de gas combustible"

- **Modificada por la Resolución 93 de 1997**, publicada en el Diario Oficial No. 43.055 de 05 de junio de 1997, "Por la cual se dictan disposiciones en materia de transporte de gas natural"

- **Modificada por la Resolución 92 de 1997**, publicada en el Diario Oficial No. 43.055 de 05 de junio de 1997, "Por la cual se dictan disposiciones en materia de definición y utilización de redes para el transporte de gas natural por tubería"

- Para la interpretación de esta Resolución, debe tenerse en cuenta lo dispuesto por la Resolución 129 de 1996, "Por la cual se aclaran las resoluciones CREG-052 y CREG-057de 1996."

- **Aclarada por la Resolución 127 de 1996**, "Por la cual se aclaran las normas de la Resolución CREG - 057 de 1996, en lo referente a la participación de los transportadores y los productores de gas natural en empresas de generación eléctrica a base de gas natural".

- **Adicionada por la Resolución 121 de 1996**, "Por la cual se adiciona la resolución CREG-057 de 1996".

-Para la interpretación de esta resolución debe tenerse en cuenta lo dispuesto por la Resolución 67 de 1996, "Por medio de la cual se modifica la Resolución 057 del 30 de julio de 1996.

2.3 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS

Las normas existentes que buscan regular las condiciones adecuadas de competencia, en lo que concierne al Gas Natural generan una estabilidad al mercado, así como limitan la concentración de la propiedad de empresas en el sector público y privado.

La función reguladora tiene como objetivo velar por la eficiencia en la prestación de los servicios y el control de actividades que atentan con la prestación de los mismos, estos controles se facilitan con la separación de actividades propias de la cadena. La integración de los negocios se encuentra incluida en la regulación enunciada a continuación:

El transportador de gas natural no podrá realizar actividades de producción, comercialización, o distribución. (Res. 057 de 1996)

Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural,

no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en empresas de generación eléctrica. (Res. 057 de 1996)

Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución, pueden ser comercializadoras de gas natural. (Res. 057 de 1996).

Los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar la actividad de generación eléctrica a gas natural. Máxima participación: 25% del capital social de la empresa que desarrolle esta actividad. (Res. 057 de 1996).

Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando tengan establecidos sistemas contables separados para cada actividad.

En enero 1o de 2015, ninguna empresa podrá atender ni directa ni indirectamente más del 30% de los usuarios del mercado de distribución. (Res. 071 de 1998)

Ninguna persona podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas para generación eléctrica, petroquímica y consumos propios del productor. Las empresas que en la fecha de la Resolución tengan una participación mayor, no podrán expandir sus sistemas a través de compras de participación accionaria u otros mecanismos. (Res. 071 de 1998).

Considerando el mercado colombiano, parece fundamental evitar cualquier esquema de integración vertical y horizontal ya que pueden potencializarse riesgos e inconvenientes de un oligopolio, a pesar de las ventajas de una integración horizontal o vertical por la reducción de costos.

A continuación se analizan las consecuencias de posibles casos de integración vertical en las actividades del sector del gas natural:

Producción y Transporte: puede dar lugar a limitaciones al libre acceso al sistema de transporte, lo cual es más probable que ocurra en situaciones de alta concentración de la oferta como es el caso de Colombia, por lo cual es recomendable mantener las restricciones a la integración vertical según la regulación establecida para el efecto.

Transporte y Distribución: este tipo de integración puede tener impacto en el mercado al tener la posibilidad de establecer cuál es el campo de gas que se utilizaría en las diferentes regiones, tanto por los precios del gas como por las tarifas de transporte, en particular si éstas involucran descuentos con respecto a los valores máximos establecidos.

En el caso de usuarios no regulados, puede convertirse en una limitante del libre acceso a las redes de transporte cuando este tome la decisión de efectuar un “bypass” a la red de distribución y determine conectarse directamente al sistema de transporte. Vale la pena señalar que el usuario regulado, de acuerdo con la normatividad nacional, goza de una supuesta protección que le permite pagar únicamente aquellos cargos de producción y transporte que resultan de un proceso de concurso por parte de los distribuidores respectivos.

Producción de Gas Natural y Generación de Energía Eléctrica: los cierres de negocios entre estos agentes continúan teniendo los mismos problemas que afrontaron los proyectos instalados en el interior del país a mediados de la década pasada. Mientras que el productor de gas natural exige un “takeorpay” alto (del orden del 70%) por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de incumplimiento, a una nueva planta térmica se le dificulta garantizar un consumo mínimo alto debido a la incertidumbre sobre su

propia despachabilidad o disponibilidad.

Vale la pena anotar que volúmenes de gas contratados en condiciones diferentes a la firmeza plena, le pueden traer al generador pérdidas económicas considerables (por ejemplo menor cargo por capacidad) si no cuenta con el gas necesario para atender los despachos del CND (Centro Nacional de Despacho). Una eventual integración entre productor de gas y generador eléctrico, podría facilitar el desarrollo de los negocios aunque el productor comercializador estaría obligado a respetar el principio de neutralidad en el sentido de ofrecer las mismas condiciones comerciales de que disfruta el proyecto integrado a un tercero que tome el gas, siempre que las condiciones técnicas lo permitan.

El obstáculo que podría surgir al respecto,² es justamente tener la capacidad de verificar que el principio de neutralidad se cumpla.

En resumen, un mercado de tamaño mediano o pequeño con una gran concentración de oferta y pocos actores en el lado de la demanda, exige un manejo riguroso en el tema de integración para preservar los pocos agentes que participan en el mercado y evitar los inconvenientes que traen los oligopolios. El anterior artículo fue tomado del estudio “Cadena del Gas Natural en Colombia – UPME (Unidad de Planeación Minero Energética versión 2003–2005, Documento No. 2571, Documento CONPES No. 2646).²

²ALMEIDA, Luis Jesús. Análisis Técnico Económico para el Uso del Gas Campo Escuela Colorado. Tesis Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisico-mecánicas. Escuela de Estudios de Postgrados de la facultad de Ingeniería Industrial, 2013. p. 45-50

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1 RESEÑA HISTÓRICA RECIENTE DEL GAS EN COLOMBIA.

Desde inicios de la década de los 90, la política energética tuvo como objetivo la masificación del consumo de gas en el país. En el año 1991 el CONPES aprobó el programa de masificación de consumo de gas, a raíz del descubrimiento del gas de la Guajira. Se lograron avances significativos en la sustitución de combustibles derivados del petróleo y energía eléctrica por gas natural.

En la actualidad el mercado de gas natural en Colombia es un mercado maduro, que demuestra la armonía que hay entre las políticas gubernamentales y el interés de las empresas privadas, que tienen como objetivo llegar a los consumidores finales.

A nivel mundial y en latino América los mercados de Gas cumplen distintas trayectorias que obedecen a la antigüedad de sus ciclos, la demanda y la oferta de gases combustibles es de manera regional y continental de acuerdo a la tecnología o tipo de gas del que se trate y a la experiencia del mercado.³

La Colombian Petroleum (Colpet), titular de la concesión Cicuco- Violó, escudaba en el año 1945 las entrañas de la tierra del departamento de Bolívar para encontrar petróleo. Una vez el líquido empezó a salir los ingenieros notaron que el yacimiento también contenía gas. De esta manera se encontró en primer depósito de gas en el país. En el año 1958, llegó el verdadero golpe de suerte para la compañía San Andrés Development, quien por casualidad descubrió gas entre los

³ PARRA, José D. Tips Generales Energía y Gas. En: Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2012. p. 59.

departamentos de Sucre y Córdoba, convirtiéndose en el primer campo de gas libre de petróleo en el territorio nacional. La noticia animó a un grupo empresarial barranquillero, encabezado por Julio Mario Santo Domingo, a crear en 1959 la Promotora de Gasoducto del Atlántico, (Promigas), la cual costó el estudio de reservas con que contaba la región. Tiempo después junto con Colpet, constituyeron la empresa Gas Natural Colombiano S.A.

La sociedad se creó bajo el objetivo de transportar gas natural de Cicuco a Barranquilla, para abastecer con este combustible la industria y de paso reducir los costos, los cuales eran un veinticinco por ciento más baratos que el uso del fuel oil que venían usando las plantas. De esta manera fue posible construir el primer gasoducto en Colombia con capacidad para transportar entre 30 y 60 millones de pies cúbicos por día. Los clientes iniciales fueron Cementos del Caribe, Aluminios Reynolds y la Compañía Colombia de Electricidad.

El gasoducto El Difícil, Magdalena- Barranquilla, se convertiría en otra fuente de suministro. Más adelante, en 1964, se construyó el gasoducto Jobo Tablón – Mamonal en Cartagena. A mediados de los años 70's al hacerse ostensible la declinación del principal campo de abastecimiento (Cicuco), fue necesario recurrir al gas asociado de los campos de Payoa y Provincia, en el Magdalena Medio. Por esta misma época tomó gran interés el mercado del gas licuado de petróleo (GLP) para uso doméstico, en el cual adquirió la Empresa Colombia de Gas (Colgas) un rol mayor importancia.

Colombia hasta comienzos de los años 70's había exportado alrededor de 1200 millones de barriles de crudo a un precio de menos de 2 dólares por barril, perdió la autosuficiencia y empezó a importar crudo con altos precios que se impusieron en el mercado a partir de 1974 por la guerra de Yomkippur, la situación se prolongó por una década, Gracias al hallazgo de Caño Limón (Arauca), se recobró

autosuficiencia y le representó un costo en divisas al país por 5.000 millones de dólares.

Entre los años 1972-1975 la Texas Petroleum Company (hoy Chevron Petroleum Company), que tenía contrato de asociación en un bloque en la Guajira, buscaba petróleo, debido a que en esos momentos las Compañías no buscaban gas, se encontró con unos enormes yacimientos de gas natural, tratándose de los campos Ballenas, Rioacha y Chuchupa, siendo este último costa afuera, con reservas aproximadas de 7 terapias cúbicas de gas.

Para ese entonces la industria era impulsada por el fuel oil, y el cual el gobierno de ese entonces propuso que se llevara el gas hasta la costa y una vez allí este sería vendido a precios internacionales, de esta manera Promigas construyó un gasoducto desde Ballenas hasta Cartagena, con una extensión de 380 kilómetros y un diámetro entre 12 y 20 pulgadas.

Una paradoja tuvo lugar tiempo después, cuando se planteó masificar el consumo de gas en los hogares, pero para que ellos fuese posible se necesitaba interconectar los centros de producción con los centros de consumo y de allí se planteó la construcción del gasoducto de la central de Ballenas a Barrancabermeja. Idea que no fue muy bien recibida por dirigentes de la zona caribe, quienes reclamaban que el campo de la Guajira era el motor de la economía de la zona; con una capacidad de producción de 500 millones de pies cúbicos y solo había mercado para 260 millones de pies cúbicos diarios, no se logra entender por qué no se ampliaba el mercado cuando se había comprobado las reservas, y no se invertía en exploración porque no había mercado.

Solo hasta el año 1993, se tomó la determinación de la construcción que lleva el gas de la guajira al interior del país, así como la construcción de la segunda plataforma de Chuchupa que estuvieron terminadas en 1996 para operar.

Actualmente la demanda viene creciendo, el suministro de gas llega a más de siete millones de hogares, y unos 860 centros poblados conectados a la red donde el 85% corresponden a usuarios entre los estratos 1 y 3. Ver tabla 1.

Tabla 1: Cifras de Cobertura de Gas Natural en IV trimestre del 2013

TOTAL DEPARTAMENTOS	24
D.C	1
No. POBLACIONES CON GAS NATURAL	860

Fuente: Modificado Autores. Tomado del Informe preliminar de cobertura IV trimestre de 2013 del MME

Tabla 2: Cifras de Cobertura de Gas Natural en IV trimestre del 2013

USUARIOS CONECTADOS CON GAS NATURAL	No. USUARIOS	%
Residenciales	7.032.243	98,10%
Comerciales	128.103	1,80%
Industriales	5.571	0,10%
TOTAL USUARIOS CONECTADOS CON GAS NATURAL	7.166.217	100%

Fuente. Modificado Autores. Tomado del Informe preliminar de cobertura IV trimestre de 2013 del MME5

⁵MME. Ministerio de Minas y Energía. [en línea]. Informe Preliminar de Cobertura IV Trimestre de 2013. Bogotá. < <http://www.minminas.gov.co/mme/>>.

3.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR GASIFERON EN COLOMBIA

Figura 3: Estructura Organizacional de Sector de Gas en Colombia



Fuente: Modificado. Evaluación de proyectos de Gas. Junio 2012. D. Parra

Política:

El gobierno nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.

Regulación:

La comisión de regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.

Mercado:

Está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes.

- Regulados: persona natural o jurídica cuyo consumo es inferior a 100 mil pies cúbicos por día. PCD, o su equivalente en metros cúbicos m³. En esta clasificación están los pequeños usuarios industriales y comerciales y todos los usuarios residenciales clasificados por estratos socio-económicos.
- No regulados: Persona natural o jurídica cuyo consumo es superior a 100 mil pies cúbicos por día PCD, o su equivalente en metros cúbicos m³. <En este nivel de consumo están las plantas de generación de energía a base de gas (termoeléctricas) y grandes usuarios industriales y comerciales.
- Agentes: Hacen posible llevar el gas natural al usuario final (productores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

Está en cabeza de la superintendencia de servicios públicos y Domiciliarios (SSPD), encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas.⁶

3.3 PRECIOS DE REFERENCIA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

En Colombia, debido a las disposiciones regulatorias, el precio del gas natural dependen de la fuente de suministro. Los campos de los cuales se extrae el gas se dividen en campos con precios regulados y no regulados, Según la Resolución CREG 119 de 2005, los campos con precio regulado son: Gas Guajira y Gas Opón. Los demás campos el precio se determina libremente.

El cálculo del precio de referencia del Gas Natural en el periodo que entre el 01 Agosto de 2013 y el 31 de Enero de 2014 para el Campo Guajira es de 5,6537 USD/MBTU y el precio de referencia para el Gas Natural del Campo Opón para el

⁶PARRA, José D. Tips Generales Energía y Gas. En: Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2012. p. 75

periodo del 01 de Enero de 2014 hasta el 30 de Junio de 2014 es de 6,3244 USD/MBTU.⁷

Además la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), definió el régimen tarifario en los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

Teniendo en cuenta las características de cada actividad la CREG ha definido los siguientes esquemas de precios:

1. Precio Boca de pozo
2. Transporte
3. Distribución
4. Comercialización
5. Gas Natural Vehicular

Tabla 3: Esquema de Participación para los Precios

PRECIOS	Precio Boca de Pozo	Transporte	Distribución	Comercialización	Gas Natural Vehicular
AÑO 2005	2 US\$/MBTU	1,2 US\$/MBTU	1,76 US\$/MBTU	CREG	0,20 US\$/MBTU
% Participación	26,50%	28,50%	36,80%	1,40%	

Fuente: Modificado. ALMEIDA, Luis Jesús. Análisis técnico económico para el Uso del Gas Campo Escuela Colorado UIS-ECOPETROL S.A. 8

⁷ ECOPETROL S.A. [en línea]. Precios de Referencia del Gas Natural. Bogotá. 2012. <<http://www.ecopetrol.com.co>>.

⁸ ALMEIDA, Luis Jesús. Análisis Técnico Económico para el Uso del Gas Campo Escuela Colorado. Tesis Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisico-mecánicas. Escuela de Estudios de Postgrados de la facultad de Ingeniería Industrial, 2013. 56 p.

3.4 CONDICIONES DEL GAS NATURAL

El gas natural asociado con la producción de petróleo (gas asociado) generalmente contiene componentes considerables de H₂S, CO₂, N₂ y vapor de agua. El proceso de campo de gas natural implica la remoción de estos componentes antes de que el gas pueda ser utilizado en el mercado. Específicamente el contenido de H₂S, CO₂ y vapor de agua deben ser removidos o reducidos para una aceptable concentración. Muchos esquemas pueden ser recomendados para el procesamiento y separación del Gas Natural, pero específicamente la solución está en función de la composición del corriente gas, la locación del hidrocarburo y el mercado disponible para este.

El procesamiento del Gas Natural usualmente incluye:

- Remoción del vapor de agua. (Deshidratación del Gas), representa el más común de los procesos de tratamiento del Gas. El vapor de agua es una impureza universal del gas natural, causando condensación o solidificación dentro de la fase gaseosa cuando el Gas se comprime o enfría. El líquido proveniente de vapor de agua acelera la corrosión de tuberías y equipos involucrados, también reduce la capacidad de las tuberías cuando se presenta la solidificación de hidratos, daños en válvulas entre otros equipos.
- Separación de Gas Acido. Los gases ácidos contienen sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono (H₂S, CO₂). Ambos gases se consideran impurezas que deben ser removidos del Gas Natural. El sulfuro de hidrogeno es extremadamente toxico; cuando hace combustión, esto produce óxidos sulfúricos que son una molestia para los consumidores. ambos H₂S y CO₂ son corrosivos especialmente en presencia del agua. Una vez removido el H₂S, puede ser utilizado comercialmente en la producción de sulfuro y otros procesos industriales.

- Separación de Hidrocarburos Pesados. Se debe considerar la remoción de hidrocarburos pesados específicamente C3+ que tienden condensarse formando dos fases en la tubería y genera problemas de operación, así como la recolección de subproductos.⁹

El Gas para el proceso de almacenamiento de gas subterráneo debe proporcionarse en un estado seco con el fin de que tenga tendencia a no causar corrosión interna de la tubería, por tal razón es necesario mantener un control de monitoreo de corrosión en las líneas que llevan el gas a el pozo almacenador.

Las especificaciones de Calidad del Gas Natural, son las indicadas en la tabla 9. Indicadas por la Resolución CREG 071 de 1990 y demás normas que modifiquen, adicionen, aclaren o sustituyan, en especial la Resolución CREG 054 de 2007.

Tabla 4: Las Especificaciones de Calidad de Gas Natural

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/100PCS
Contenido Total de Azufre Máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , Máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , Máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes Máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de Oxígeno Máximo en % volumen	0,10%	0,10%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6 Lb/MPCS
Temperatura de entrega Máxima	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/1000PC

Fuente: Modificado. Autores. Resolución 054 del 2007 (junio 21)

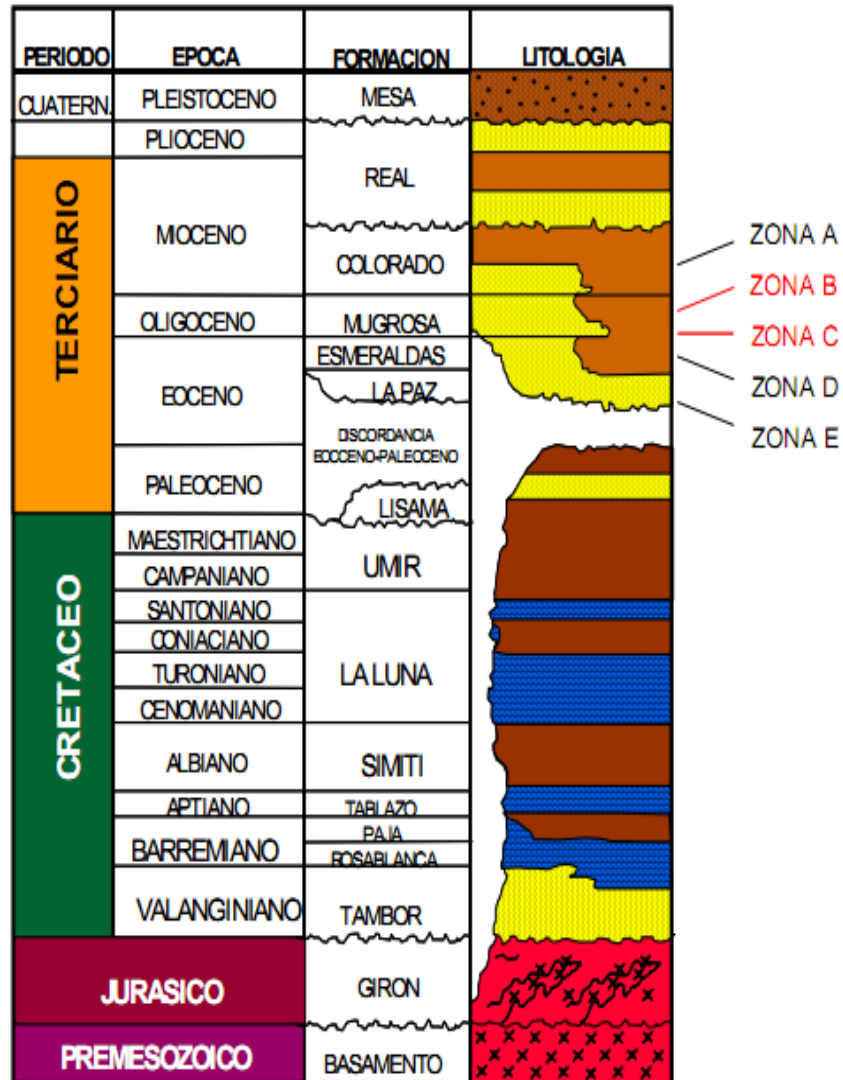
⁹ABDEL, Aal H. y MOHAMED, Aggour. Oli and Gas. En: Petroleum and Gas Field Processing. New York: MercelDekker, 2003. iii p.

3.5 GENERALIDADES DE CAMPO COLORADO

Campo Colorado como se llamó hasta el 2009 y que ahora después del convenio interinstitucional entre Ecopetrol S.A y la Universidad Industrial de Santander, se le reconoce como una unidad académica y formativa que lleva como nombre Campo Escuela Colorado. Actualmente se cuenta con la asociación estratégica de la empresa WEIL GROUP, encargada de proveer todo el manejo logístico y tecnológico requerido que permite el aprendizaje y la investigación de los estudiantes de la universidad.

3.5.1 Formaciones Productoras El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zona B y C), Esmeralda (E) y La paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial neándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales, ilustrado en la figura 2.

Figura 4: Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena



Fuente. Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPEL S.A

Las areniscas de la formación mugrosa se divide en cuatro unidades operacionales en el Campo escuela Colorado, las cuales son: zona B1, zona B2, zona C1 y zona C2; tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4.500 pies y está compuesta por intercalaciones de arenisca de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de tipo meándritico.

Las unidades operacionales en el Campo poseen una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera de 12.9% y 21.8pies para la zona B1. 13.5% y 23.2 pies para la zona B2. 15.7% y 24.9 pies para a zona C1 y 19.6% y 42.3 pies para C2. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36 A 42 °API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución.

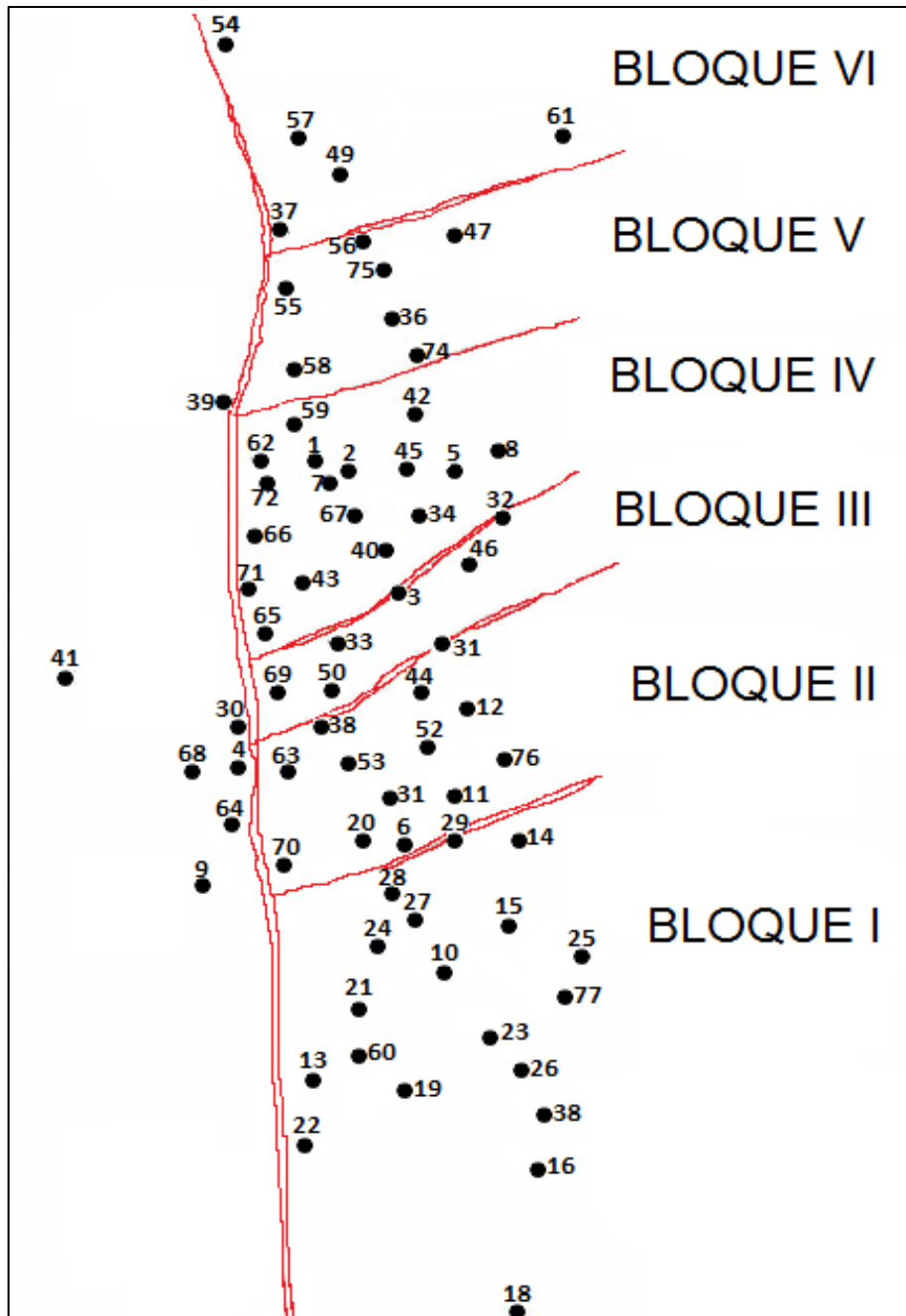
El aceite original estimado es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBls con un factor de recobro de 14.6%.

El Campo Colorado cuenta con pruebas de restauración de presión tomadas entre los años 1959-1964, registradas a sólo 11 pozos de los cuales se obtuvo una presión inicial de 506 psia en la zona B a 1900 pies de profundidad y 2208 psia en la zona C.¹⁰

3.5.2 Estructura Geológica El Campo corresponde al anticlinal que es asimétrico. Comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla colorado, de los cuales se distinguen 6 fallas de tipo inverso y una norma que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 6 bloques, como se ilustra en la figura 3.

¹⁰OSPINO, Orlando miguel y CARPIO, Oscar Fabián. Evaluación de la Factibilidad para la Inyección del Gas Producido en Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2012. 71 p.

Figura 5: Distribución de Bloques y Pozos en el Campo Colorado



Fuente. Modificado. Presentación Geológica y Yacimientos UIS. Campo Colorado.

En la tabla 3 se observa la distribución de los pozos a lo largo del yacimiento en cada uno de los bloques, además de los pozos que se perforaron y se encontraron secos.

Tabla 5: Distribución de los Pozos de Campo Colorado por Bloques

BLOQUE	POZOS
I	10,13,14,15,16,18,19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 38, 60, 77
II	4, 6, 9, 11, 12, 20, 31, 35, 44, 51, 52, 53, 63, 64, 68, 70, 76
III	3,30,32,33,46,50,69
IV	1, 2, 5, 7, 8, 34, 40, 42, 43, 45, 59, 62, 65, 66, 67, 71, 72
V	36, 39, 47, 55, 56, 58, 74, 75
VI	37, 48, 49, 54, 57, 61
secos*	1, 4, 5, 6, 8, 17, 29, 32, 41, 42, 43, 44, 46, 61, 68, 71, 72, 77

Fuente: Modificado. Tomado de: CARPIO, Oscar. y OSPINO, Orlando. "Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del Campo Colorado". División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado. UIS 2008

3.5.3 Historia del desarrollo del campo y explotación. La exploración de Campo Colorado fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company, TROCO, perforando 7 pozos. En 1945 empezaron a perforar 8 pozos con los que se oficializo el inicio de producción con una tasa de 300 BOPD. Entre 1953 y 1964 fue la empresa colombiana Ecopetrol quien desarrollo completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de todo el campo. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, el cual se redujo rápidamente hasta llegar 467 BOPD en 1966, este periodo de 5 años se caracterizó por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaban con mayor frecuencia el taponamiento de las líneas por acumulación de parafinas. A partir de 1966 se empezó a notar una disminución muy considerable de la tasa hasta llegar a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio variable, según el informe a Junio de

2012 el Campo Colorado cuenta 23 pozos activos con una producción de 424,17 BOPD y un promedio de 400Kpcd de Gas.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos has producido más de doscientos mil barriles.

La producción inicial de los pozos oscila de 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de lapso de tiempo de 3 a 6 años. La mayoría de los pozos han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando aumentar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos a causa de la deposición de parafinas hace ver que los esfuerzos de los trabajos realizados han sido un fracaso.

A lo largo de la vida del campo se han utilizado dos sistemas de levantamiento artificial. Bombeo mecánico y plungerlift. Este último fue retirado debido a pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas. De acuerdo con esto es necesario realizar los análisis correspondientes de la ingeniería, que sirvan como método para elevar la producción y reducir los costos inactivos.

3.5.4 Estado actual del campo escuela colorado En la actualidad el campo 16 pozos activos y 58 inactivos; de los cuales, 3 pozos intermitentes, 4 pozo pegados por parafinas, 2 pozos parados esperando equipo de Workover, 2 pozos en observación, 17 pozo esperando equipo de varilleoy 10 pozos abandonados, el restante número de pozos tienen algún tipo de daño. El Campo Colorado cuenta con una producción promedio de 424 BOPD y 400 KPCD según el reporte de producción de Campo Escuela Colorado. Ver tabla 4, Estado de los Pozos.

Tabla 6: Estado de los Pozos Campo Colorado.

ESTADO DE LOS POZOS
POZOS ACTIVOS (16 POZOS)
COL 36: Parado
COL 75: Parado
COL 37: Parado
COL 55: Parado
COL 56: Parado
COL 74: Parado
COL 33: Parado
COL 59: PARADO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 35: Parado
COL 24: Parado.
COL 52: PARADO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 25: PARADO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 49: PARADO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 67: Parado
Mojada: PARADO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 45: Parado
POZOS INTERMITENTES (3)
COL 11: Parado
COL 76: Parado
COL 31: Parado
POZOS ESPERANDO EQUIPO DE VARILLO / W.O. (17)
COL 23: Parado por alto nivel en almacenamiento de crudo. Pegado parafinado.
COL 27: Parado
COL 03: PP.

COL 44: Parado.
COL 40: Parado. Parafinado
COL 58: Parado.
COL 51: Parado.
COL 12: No produce.
COL 39: Pozo en observación. Dejó de producir.
COL 70: Parado. Daño en la línea de prod.
COL 42: Esperando Equipo de Varilleo
COL 38: parado.
COL 69: Parado.
COL 21: En observación. Alto corte de agua
COL 16: Parado - 100% AGUA- Esperando Equipo de W.O.
COL 34: Parado - 100% AGUA - Esperando Equipo de W.O.
COL 19: Esperando equipo de varilleo
EQUIPO DE VARILLEO (1)
Sin novedad.

Fuente: Modificado. Informe de liquidación de producción y estado de Pozos productores. Campo Escuela Colorado. UIS. 1-Enero 2014

Durante los últimos años ha presentado un incremento notable en su producción debido a las operaciones y reactivación de pozos, cual se evidencia en los reportes e informes de producción que muestra mensualmente Campo Escuela Colorado. Cabe destacar que los trabajos se han detenido o retardado en algunos casos por la poca claridad que existe en los contratos entre la UIS, la empresa WEIL GROUP y ECOPETROL S.A.

El Campo Escuela Colorado se clasifica como maduro, debido a que presenta las siguientes características.

- Etapa de producción estabilizada en su curva de declinación, y una tasa excesivamente baja con respecto a la inicial.
- Poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Gas en Solución)
- Bajo nivel de energía en el yacimiento, debido a lo anterior.

- Bajo índice se productividad en todos los pozos.

Actualmente el gas se ha venido bombeando a la estación tratamiento y recolección del gas del centro que se encuentra ubicada en el Campo la Cira Infantas.

3.5.5 Producción de gas campo escuela colorado. Los volúmenes de gas de acuerdo a los históricos de los informes de Campo Escuela Colorado y a los volúmenes predichos a futuro son importantes de acuerdo a su valor comercial. Una vez hecha la predicción en el año 2010 se pronostica un incremento máximo a mediados del año 2014 y una caída de 20% de producción a mediados del año 2016. Este incremento se observa en la tabla 3 y es debido a la adecuación de las líneas que recogen el gas de cabeza de pozo hasta la estación de tratamiento actualmente, además la disminución en la tazas se debe en su medida por el agotamiento de algunos pozos. Ver Tabla 5.

Tabla 7: Pronóstico de Producción de Gas.

FECHA	TASA GAS KPCD	FECHA	TASA GAS KPCD	FECHA	TASA GAS KPCD
ago 2010	226,72	ago 2012	2.278,92	ago 2014	1.806,66
sep 2010	631,96	sep 2012	2.257,23	sep 2014	1.789,47
oct 2010	1.087,75	oct 2012	2.235,24	oct 2014	1.772,04
nov 2010	1.452,05	nov 2012	2.213,97	nov 2014	1.755,17
dic 2010	1.656,15	dic 2012	2.192,40	dic 2014	1.738,07
ene 2011	1.829,23	ene 2013	2.171,29	ene 2015	1.721,34
feb 2011	2.078,98	feb 2013	2.151,16	feb 2015	1.705,38
mar 2011	2.299,67	mar 2013	2.129,68	mar 2015	1.688,35
abr 2011	2.484,29	abr 2013	2.109,41	abr 2015	1.672,28
may 2011	2.624,70	may 2013	2.088,86	may 2015	1.655,99
jun 2011	2.609,80	jun 2013	2.068,98	jun 2015	1.640,23
jul 2011	2.584,39	jul 2013	2.048,83	jul 2015	1.624,25
ago 2011	2.559,50	ago 2013	2.029,10	ago 2015	1.608,61

FECHA	TASA GAS KPCD	FECHA	TASA GAS KPCD	FECHA	TASA GAS KPCD
sep 2011	2.535,14	sep 2013	2.009,78	sep 2015	1.593,30
oct 2011	2.510,45	oct 2013	1.990,21	oct 2015	1.577,78
nov 2011	2.486,55	nov 2013	1.971,27	nov 2015	1.562,76
dic 2011	2.462,33	dic 2013	1.952,07	dic 2015	1.547,54
ene 2012	2.438,62	ene 2014	1.933,27	ene 2016	1.532,64
feb 2012	2.415,70	feb 2014	1.915,34	feb 2016	1.518,23
mar 2012	2.391,88	mar 2014	1.896,22	mar 2016	1.503,27
abr 2012	2.369,12	abr 2014	1.878,17	abr 2016	1.488,96
may 2012	2.346,04	may 2014	1.859,87	may 2016	1.474,46
jun 2012	2.323,71	jun 2014	1.842,17	jun 2016	1.460,42
jul 2012	2.301,08	jul 2014	1.824,23		

Fuente. Modificado. Informe de Cromatografía Y Pronostico Producción de Gas Campo Escuela Colorado.

Los datos de producción de gas que llegan a las unidades de superficies en Campo Colorado provenientes de los pozos son relacionados en la tabla 6, cabe anotar que los datos se encuentran reportados en KPCM (Miles de Pies Cúbicos Por Mes), se cuenta con la información del mes de Julio de 2011 y está reportados hasta Mayo de 2013, los meses siguientes no cuentan con datos debido a factores externos y de índole social, por tal razón se tomó la decisión de parar la producción tanto de gas como de petróleo.

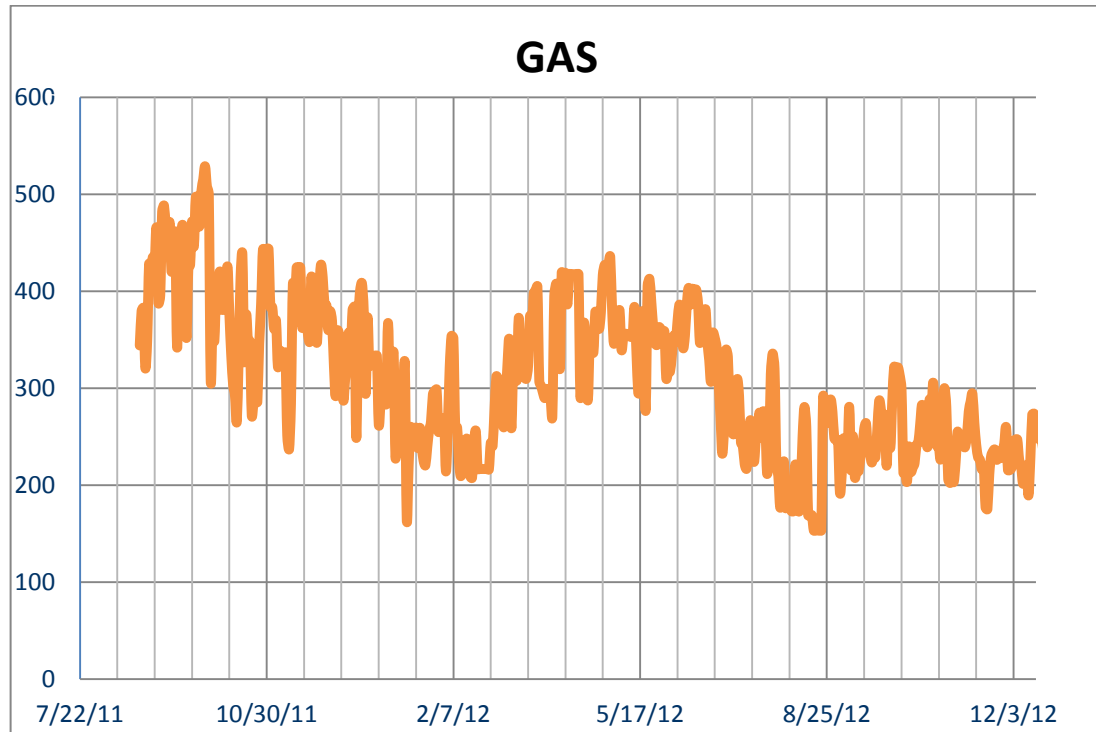
Tabla 8: Liquidación de Gas que llega a la estación de Campo Colorado

MES	AÑO		
	2011 (KPCM)	2012 (KPCM)	2013 (KPCM)
ENERO	0	7752,02	7418,5
FEBRERO	0	9258,3	6843,0
MARZO	0	11958,33	5678,659
ABRIL	0	10648,07	3436,6
MAYO	0	10810,08	992,2
JUNIO	0	7853,59	0

MES	AÑO		
	2011 (KPCM)	2012 (KPCM)	2013 (KPCM)
JULIO	3489,36	6605,25	0
AGOSTO	13807,46	7646,84	0
SEPTIEMBRE	10933,68	7550,04	0
OCTUBRE	11275,93	7271,25	0
NOVIEMBRE	10120,89	7109,69	0
DICIEMBRE	8330,48	7173,918	0
TOTAL AÑO	57957,8	101637,378	24369,025

Fuente: Modificado. Datos suministrados por la oficina de producción de Campo Escuela Colorado.

Figura 7: Medidas del Gas que llega a la estación KPCD



Fuente. Datos suministrados por la oficina de Producción de Campo Escuela Colorado.

4. PROBLEMAS E IMPACTOS

4.1 PROBLEMAS DE ORDEN LEGAL

La explotación de petróleo en Campo Colorado no cumple a cabalidad con las normas legales establecidas en Colombia, en materia de manejo y explotación de Gas, que van en contra de lo dispuesto en los decretos y resoluciones, por ejemplo: (Resolución 18 1495 en el artículo 52 del 2 Septiembre de 2009 del MME, por la cual el ministerio del medio ambiente prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas en la atmosfera en los campos productores en Colombia), (Decreto 948 del 5 Junio del 1995 del MME, se decreta el Reglamento de protección y control de la calidad del aire), (Decreto 979 del 3 Abril de 2006 del MME, por el cual se modifican los artículos 7,10,93, 94 y 108 del Decreto 948 de 1995), (Resolución 0601 del 4 Abril de 2006 del MME, por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia), (Resolución 0627 del 7 Abril de 2006 del MME, Por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental.)

4.2 PROBLEMA AMBIENTAL Y SOCIAL

Al no realizar el tratamiento y manejo adecuado para el aprovechamiento del gas, se han llevado de manera inescrupulosa la quema, desperdicio y venteo del Gas directamente a la atmosfera, actualmente se ha mitigado el deterioro ambiental al transportarse a las unidades de recolección y compresión, en aras de buscar una mejor calidad de aire para las familias que se encuentran aledañas o dentro del Campo, y cumpliendo con los compromisos pactados entre la UIS y ECOPELROL S.A de responsabilidad social.

Por esta razón se plantea el presente proyecto de almacenamiento de Gas Subterráneo en su fase teórica e inicial, que plantee las bases y esquemas con el propósito de hacer un nuevo y pequeño aporte a la industria petrolera en Colombia.

4.3 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La licencia ambiental es un proceso para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.

De acuerdo al artículo 3 del Decreto 2820, una licencia ambiental , es una autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.

La licencia Ambiental lleva implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad.

El uso aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, deberán ser claramente identificados en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.

La licencia Ambiental debe obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad. Ningún proyecto, obra o actividad requiere más de una Licencia Ambiental.

La Licencia Ambiental se otorga por la vida útil del proyecto, obra o actividad y cubija la construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración final, abandono y terminación.¹¹

Campo Colorado actualmente cuenta con el permiso de desarrollo, explotación, producción, transporte y distribución de energía eléctrica y otras fuentes de energía que producen transformación del medio ambiente.

¹¹ ANLA Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. [en línea]. Licencias Ambientales. Bogotá. < <http://www.anla.gov.co/contenido>>.

5. EVALUACIÓN DEL ESCENARIO PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO; CASO CAMPO ESCUELA COLORADO

Con el desarrollo de este capítulo se pretende dar solución al objetivo específico número uno, donde se plantea la evaluación de posibles escenarios para la aplicación del almacenamiento de gas en el Campo Escuela Colorado; partiendo de la información que se documentó al inicio de esta monografía. Cabe mencionar que el proceso de selección para la viabilidad del proyecto no está basado en cálculos económicos, que soporten el visto bueno del mismo, y no es competencia de esta monografía establecer dicha viabilidad basada en lo mencionado anteriormente; lo que se reitera, es que la información está enfocada en los criterios y antecedentes de otros procesos que se han llevado a cabo satisfactoriamente en otros países, y que dichos casos nos permite más de medio siglo de historia y de conocimientos reportados en este tipo de proyectos, y que para el caso de Colombia sería el primer paso en este tipo de proyectos.

5.1 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN YACIMIENTOS EMPOBRECIDOS DE PETRÓLEO

El desarrollo de este tipo de almacenamiento en yacimientos empobrecidos (depletados) fue la primera opción utilizada para albergar gas, donde originalmente se encontraba petróleo. Campo Colorado es una muestra de la depletación en su sistema de producción primario. El almacenamiento en este tipo de yacimientos tiene ventajas debido a que se conoce a fondo sobre su aplicabilidad en todo el mundo, otra de sus ventajas es el amplio conocimiento que se tiene sobre el yacimiento y su estructura geológica.

Campo Escuela Colorado cuenta con más de 80 años en producción y con gran información documentada de tipo geológica y de producción, que lo convierte en un candidato perfecto para el almacenamiento de gas subterráneo.

Es necesario para este tipo de proyectos que se conozca los índices de productividad en sus primeras explotaciones y de recobro utilizado.

Otras de sus ventajas de acuerdo con la información recolectada es la gran capacidad que tiene para albergar gas en su estructura geológica, razón por la cual lo hace más atractivo si se considera un proyecto a largo plazo.

Otra ventaja de la utilizar Campo Colorado en el almacenamiento subterráneo, es la gran cantidad de pozos que se tienen perforados, el cual permite tener ventaja sobre un campo que cuente con menor número de pozo perforados, el cual reduce las posibilidades a la hora de seleccionar los pozos inyectores. Las operaciones de reacondicionamiento de los mismos incurrirían en costos adicionales para el proyecto, convirtiéndolo en un proyecto poco atractivo a la inversión.

Tabla 9: Evaluación de las características de un Yacimiento Agotado

YACIMIENTO AGOTADO DE HIDROCARBURO	
CARACTERISTICAS	
Capacidad Volumétrica de Almacenamiento	Alta
Capacidad de Extracción de Gas	Baja
Tiempo de Construcción	Bajo
Costo de Inversión	Bajo
Cantidad de Gas Colchón	Media
Capacidad de Extracción	Media
Conocimiento del Yacimiento	Alto

5.2 CONSIDERACIONES GEOLOGICAS DE LA FORMACION PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO

Dentro de las consideraciones enmarcadas que debemos tener inicialmente, es contar con una estructura de yacimiento configurada por una roca permeable y continua (arenas, calizas, o dolomitas), que sirve de recipiente para el gas natural y una roca sello (arcilla, sal o anhidrita) que no permita fugas a formaciones aledañas. Además de una estructura geológica que permita el cierre como lo es un anticlinal y profundidad adecuada.

Basados en lo anterior, el Campo Escuela Colorado cuenta con una estructura geológica de un anticlinal de forma asimétrica, las formaciones productoras de hidrocarburos son principalmente la formación Mugrosa zona B que se divide en B1 y B2, el depósito está compuesto de arenas de grano fino y lodolitas varicoloreadas que pertenecen a un sistema de depositación continental.

El tope de la formación está compuesto por un sistema rico en arcillas, fósiles de agua dulce y restos de reptiles. El cual se conoce como “el horizonte de fosilífero de la mugrosa”.

La formación Mugrosa cuenta con un espesor que varía entre 1900-2400 pies, y una porosidad promedio entre (12,9%-13,5%).

5.3 ESTADO MECANICO DE LO POZOS CAMPO ESCUELA COLORADO

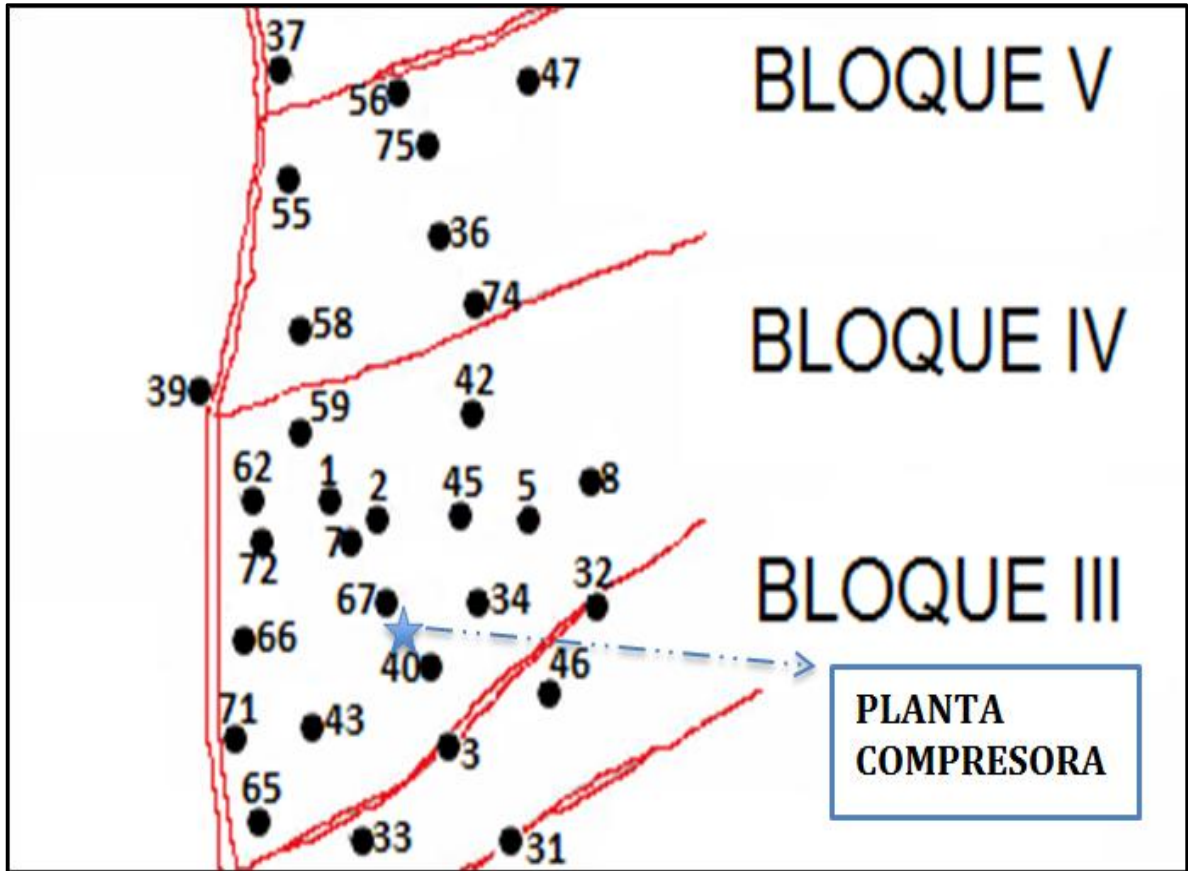
El estado mecánico de los pozos de Campo Escuela Colorado en general se encuentran en condiciones aceptables para la inyección de gas subterráneo, no todos los pozos son candidatos, debido a que solo necesitan pozos con producción nula, es decir, secos o con producción absolutamente mínima de

hidrocarburos y de agua; se debe entender que la búsqueda del pozo o pozos debe estar dentro de un margen de periferia cercana a las facilidades del campo con un radio no mayor a 10 kilómetros, como son las subestaciones de almacenamiento y separación del gas, para no incurrir en la inversiones y adecuación de línea que lleven el gas desde la estación compresora hasta la boca del pozo.

Para continuar con la selección de pozos, es importante la selección de pozos que estén totalmente perforados hasta la formación que inicialmente fue productora y que estén totalmente completados y cementados.

Cuando se hace referencia de una condición aceptable es teniendo en cuenta que del total de los 75, más de 80% los se encuentran perforados hasta la zonas de interés que es la formación Mugrosa zona B, otro criterio de selección es la ubicación equidistante a la planta de compresión del gas, la cual está ubicada en el bloque 4.

Figura 8: Distribución de Bloques y Pozos en el Campo Colorado. Ampliado



Fuente: Modificado. Presentación Geológica y Yacimientos UIS. Campo Colorado.

Los pozos más cercanos a la planta compresora son los siguientes:

Tabla 10: Pozos Cercanos a la Estación de Compresión

POZOS	BLOQUE
03	3
67,07,02,62,40,45,34,43,65	4
58	5

La siguiente tabla muestra la evaluación de los posibles pozos que son aledaños a la planta compresora de Campo Colorado y que de acuerdo a su ubicación son candidatos a la aplicación del almacenamiento subterráneo.

Tabla 11: Datos de Profundidad, Inicio de perforación y Completamiento

POZO	PROFUNDIDAD (ft)	INICIO DE PERFORACION	FECHA COMPLETAMIENTO
COL-67	5300	30/12/61	24/05/62
COL-07	5224	10/08/27	24/05/62
COL-02	3640	26/01/24	5/03/25
COL-62	5293	22/03/61	23/06/61
COL-40	6223	17/12/57	1/03/58
COL-45	6368	28/11/58	14/02/59
COL-34	6260	9/03/57	10/07/57
COL-59	6325	7/11/60	29/04/61
COL-58	5903	9/02/61	29/04/61
COL-43	6647	17/07/58	24/09/58
COL-65	3290	2/06/51	17/11/61
COL-03	6152	8/04/56	8/08/56

La tabla anterior muestra la profundidad hasta la cual fue perforado el pozo, el inicio de perforación y la fecha de completamiento del mismo.

Tabla 12: Evaluación del estado de pozos aledaños a la planta Compresora

POZO	EVALUACION	ESTADO	ESTADO VIA DE ACCESO	MOTOR	LINEA DE SUPERFICIE	CERRAMIETO DE POZO
COL-67	PARADO DAÑO	inactivo	Buena	no tiene	si tiene	no tiene
COL-07	NO REPORTA	Abandonado Temporalmente	no reporta	no tiene	si tiene	no tiene
COL-02	NO REPORTA	inactivo	no reporta	no tiene	si tiene	no tiene
COL-62	NO REPORTA	inactivo	mala	no tiene	no tiene	no tiene
COL-40	PARADO PARAFINAS	inactivo	mala	no tiene	no tiene	no tiene
COL-45	PARADO DAÑO	inactivo	regular	no tiene	no tiene	no tiene

POZO	EVALUACION	ESTADO	ESTADO VIA DE ACCESO	MOTOR	LINEA DE SUPERFICIE	CERRAMIETO DE POZO
COL-34	PARADO 100% AGUA	inactivo	mala	no tiene	no tiene	no tiene
COL-59	PARADO 100% CRUDO	inactivo	mala	tiene	tiene	tiene
COL-58	PARADO DAÑO	inactivo	mala	no tiene	tiene	tiene
COL-43	NO REPORTA	inactivo	Buena	no tiene	no tiene	no tiene
COL-65	NO REPORTA	inactivo	mala	no tiene	no tiene	no tiene
COL-03	PARADO PARAFINAS	inactivo	mala	tiene	tiene	tiene

5.4 EVALUACION DEL VOLUMEN DE GAS.

Para realizar la fase de inyección de gas, se debe evaluar inicialmente el volumen de poro de la formación, a partir de los mapas isópacos que se convierten en una herramienta de gran ayuda en este caso.

Una anotación práctica a la hora de iniciar la inyección de gas, es no sobrepasar en su primer llenado la capacidad de gas que originalmente él tenía en solución. Debido a que en esta fase del llenado se hace una evaluación del volumen de gas que soporta el campo. En esta Primera fase se hace una evaluación preventiva y se continúa con la inyección.

5.5 VERIFICACIÓN DE INVENTARIO (CANTIDAD DE GAS)

Una vez se culmine la inyección de gas dentro del yacimiento, la verificación de inventario se hace por parte de la empresa operadora, la cual es la encargada de hacer seguimiento a los volúmenes de gas inyectados dentro de campo colorado, así como mantener un control de la presión de carga y de descarga en la cabeza del pozo seleccionado, los equipos de subsuelo, y demás equipos involucrados.

El gas colchón es la cantidad de gas inicial que debe tener el campo para que una vez se haga el llenado y el vaciado del campo este quede dentro del yacimiento y proporcione la energía necesaria para retirar el gas. El gas colchón no es físicamente ni económicamente recuperable.

5.6 CONTROL Y RETENCIÓN DE LA MIGRACIÓN

El control de la migración del gas es un procedimiento del cual depende la viabilidad del proyecto, debido a que maneja los resultados de los volúmenes inyectados y los valores reportados en los libros. Un control lleno de incertidumbres afecta un proceso, por tal motivo se reitera la importancia de realizar controles rutinarios cada seis meses, para evaluar la capacidad del estrato geológico de contener el gas.

En campo colorado podemos hacer el control dependiendo de las pruebas de presión que se hagan rutinariamente a los pozos donde se encuentre el gas alojado.

5.7 CAPACIDAD DE ENTREGA DEL GAS

La capacidad de entrega depende de la permeabilidad de la roca almacenadora, si necesitamos aumentar la capacidad de entrega lo podemos lograr perforando mas pozos.

La capacidad de entrega dependen también de los equipos de superficie como son el compresor y el tratador, de la capacidad que tengan estos dos equipos para limpiar y comprimir el gas hasta la normas establecidas por el MME para su venta.

Un método que podemos usar en Campo colorado para verificar la capacidad de entrega es el uso de pruebas isócronas en los pozos, dependiendo de los periodos de cierre del pozo y del radio de drenaje del mismo.

6. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL

6.1 GENERALIDADES DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL

El almacenamiento subterráneo se ha convertido en una excelente herramienta en la industria de los hidrocarburos ya que ha permitido un importante aumento del factor de carga de gas y ha sido responsable de garantizar el cumplimiento del suministro de la demanda de gas natural de gas a nivel mundial en los últimos años.

Un almacenamiento subterráneo de gas es la operación de inyección de un volumen de gas natural en el subsuelo para ser guardado de manera artificial por una roca porosa o cavidad excavada para este fin y se caracteriza por tener una vida útil muchísimo mayor que los pozos de producción de hidrocarburos.

Para el desarrollo del proceso de almacenamiento subterráneo es necesario realizar estudios sobre las propiedades de la formación para observar si las características de esta serán aceptables para desarrollar este tipo de proyecto. En reservorios agotados de hidrocarburos se evalúan con respecto a la porosidad, permeabilidad de la roca reservorio, respecto al cierre estructural de los sellos, lo cual conduciría a los regímenes de productividad que tendría el yacimiento, para yacimientos con manejo de agua se incluirán estudios sobre el movimiento del acuífero e impermeabilidad de la roca sello y en las formaciones salinas se evalúan en relación con la resistencia de la roca y el volumen de la misma, todos estos estudios clasificarán el almacenamiento subterráneo en varios tipos y se llevarán a cabo para determinar la factibilidad del desarrollo de un proyecto de este tipo.

6.2 VARIABLES A EVALUAR PARA EL ALMACENAMIENTO

- Capacidad total de almacenamiento, que es el volumen de gas máximo que podrá almacenar el yacimiento.
- Cantidad necesaria de gas colchón, que se puede describir como el volumen de gas necesario que se queda en la roca almacén y que no podrá ser recuperado en ninguno de los ciclos durante el almacenamiento y garantiza una estabilidad en el depósito al mantener cierta presión en el subsuelo.
- Capacidad operativa (gas útil o efectivo), la cual está definida por la diferencia entre la capacidad total y el gas colchón, es decir el volumen de gas realmente utilizado en los ciclos de inyección/extracción del almacenamiento.
- Capacidad de inyección la cual se refiere a caudal de gas efectivo que es posible inyectar diariamente en el depósito.
- Numero de pozos requeridos, cantidad de pozos necesarios para proporcionar el máximo de entrega en el momento de venta del gas.
- El régimen de extracción máximo del gas almacenado, se caracteriza por limitarse según la resistencia al flujo en el pozo de producción y en las rocas porosas, por lo tanto se ve afectado según el depósito en el cual será realizado el proceso.¹²

6.3 ANTECEDENTES DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS

Un siglo atrás se realizaron los primeros almacenamientos subterráneos de gas natural inicialmente se utilizaban yacimientos petrolíferos ya repletados (agotados).

- 1915 - Se realiza la primera aplicación de almacenamiento subterráneo de gas natural Condado de Welland, Ontario, Canadá.

¹² MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. En: Revista Petrolera. Octubre 2001. p. 44-50

- 1916- Primer proyecto de almacenamiento de gas de los EUA en el yacimiento Zoar, cerca de Búfalo, Nueva York y aún hoy sigue funcionando.
- 1916-Deutsche Erdoel AG recibió una patente alemana por el método de disolución local de cavidades de sal para almacenar crudo y destilados.
- 1930 - Empezaron a realizarse las primeras pruebas de almacenamientos en acuíferos.
- 1946 - Se lleva acabo el primer almacenamiento en acuíferos en Kentucky (EE UU).
- 1950 - Notable crecimiento del almacenamiento a nivel mundial, asciende a 7,5Billones de pies cúbicos.
- 1950 - Se almacenaron por primera vez líquidos de gas natural por el método de disolución local de una cavidad de sal enel yacimiento Keystone Texas, Estados Unidos.
- 1961 – Se utiliza de la primera cavidad de sal excavada para almacenamiento de gas en Michigan (EE UU).
- 1970- Se inauguró la primera instalación en una caverna lixiviada en un domo salino, en Eminence, Mississippi, EUA.
- 1979- Se tenían en almacenamiento 399 piscinas de almacenamiento 26 estados de EEUU.

6.4 CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA DEL ALMACENAMIENTO

La demanda energética ha tenido un crecimiento mundial extremo, pero que a su vez requiere limpieza ambiental en cada una de sus actividades, por tanto los proyectos de gas crecen con fuerza como se demuestra en estimaciones hechas por compañías petroleras para el comportamiento de los diferentes tipos de

energías hasta el 2020 donde es evidente el aumento en la necesidad de suministro de gas.¹³

6.5 TIPOS DE ALMACENAMIENTO

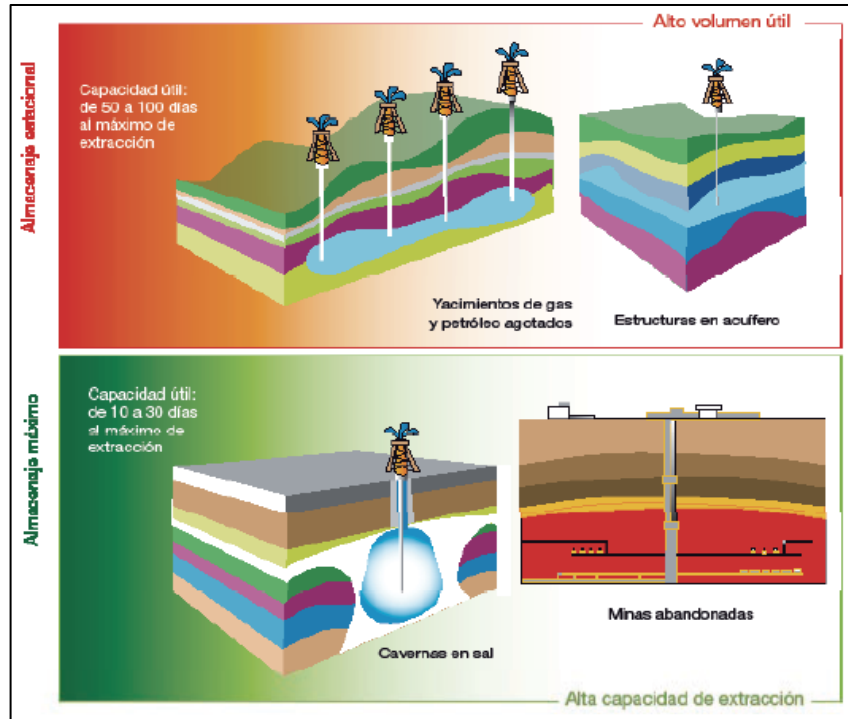
El almacenamiento subterráneo de gas natural se clasifica en tres, según el tipo de estructura geológica que los alberga, ya que es en la cual se efectuara el proceso de inyección y la encargada de servir de almacén durante cada uno de los ciclos en el proceso de almacenamiento, esta subdivisión define los siguientes tipos de almacenamiento a.) Reservorios agotados de gas natural o petróleo, b.) Con manejo de agua y c.) Cavidades de sal.

La clasificación de estos tipos de almacenamiento se realiza de acuerdo a sus variables para el desarrollo de la operación, donde la capacidad volumétrica de almacenamiento y la capacidad de extracción del gas dan las pautas para la selección del tipo óptimo de almacenamiento al iniciar la evaluación de cada proyecto, pero es importante resaltar que cada uno de almacenamientos subterráneos de gas son complementarios entre ellos, donde unos almacenan gran cantidad de volúmenes y otros son excelentes para realizar varios ciclos de almacenamiento (inyección/extracción) mayor vida útil, lo cual garantiza el suministro de gas en varios sentidos, según la necesidad que se tenga en el momento de diseñar el proyecto y la posibilidad de ajustar la demanda de gas, con ayuda de la optimización los procesos de extracción o entrega del gas.¹⁴

¹³ BARY, Alexander. y HENZELL, Michel. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. En:JournalSchlumberger. Agosto 2002. no vol. p.1-18

¹⁴ MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. En: Revista Petrolera. Octubre 2001. p. 44-50

Figura 9: Tipos de almacenamientos



Fuente: Modificado. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural Fenosa. Fichero

Tabla 13: Variables Involucradas en Tipos de Almacenamiento

Característica	Yacimiento agotado de hidrocarburos	Acuífero	Cavidades de sal - minas abandonadas
Capacidad volumétrica de almacenamiento	Alta	Media	Baja
Capacidad de extracción de gas	Baja	Baja	Buena
Tiempo de construcción	Bajo	Alto	Alto
Costo de inversión	Bajo	Alto	Alto
Cantidad de gas colchón	Media	Alta	Bajo
Capacidad inyección/extracción	Media	Baja	Alta
Conocimiento del yacimiento	Alto	Bajo	Bajo

6.5.1 Almacenamiento en yacimiento tipo roca porosa Este tipo de almacenamiento subterráneo es realizado para yacimientos vacíos pero que originalmente albergaron hidrocarburos se basa en inyectar el gas en el espacio poroso en el que inicialmente se encontraba el petróleo o gas ya producidos. La capacidad que tendrá estos yacimientos para albergar cierto volumen de gas natural dependerá de las propiedades de la roca reservorio como porosidad, permeabilidad y estructura geológica del yacimiento, las cuales también afectaran la capacidad de entrega que tendrán estos yacimientos a la hora de la venta del gas.

Este tipo de yacimientos tiene varias ventajas a su favor, comenzando por que es el tipo de almacenamiento en el cual más experiencia se ha logrado a nivel mundial ya que fue el primer tipo de almacenamiento que se desarrolló y a nivel científico en la industria gasífera se tiene por poco 100 años desarrollando estudios al respecto de los almacenamientos en este tipo de reservorio, otra de sus ventaja es que para estos yacimientos se tiene alto conocimiento de la historia del yacimiento y de la estructura geológica, al haber obtenido una gran cantidad de información geológica durante la producción del mismo, en la primera extracción que se realiza para la explotación del hidrocarburo que originalmente se encontraba contenido en él y se caracterizan por tener la capacidad de contener altas cantidades de gas.

6.5.1.1 Almacenamiento en yacimiento agotado de gas natural La operación para este tipo de almacenamiento consiste en la reposición el gas natural en un yacimiento de roca porosa el cual ya ha producido gas pero se encuentra empobrecido o depletado, para el cual sus volúmenes de gas ya no son aceptables para el mercado lo que obliga a los operadores de estos yacimientos a convertirlos al almacenamiento buscando aumento de la vida útil de estos pozos,

Este tipo de proyectos está caracterizado por tener un bajo costo para el desarrollo sus instalaciones ya que existen pozos de drenaje ya perforados, se tiene información geológica del yacimiento e historiales de producción. Además que en la mayoría de los casos, este tipo de reservorios se caracteriza por contener la cantidad requerida del gas colchón para guardar la presión necesaria en fondo utilizado en la operación del almacenamiento.

6.5.1.2 Almacenamiento en yacimiento empobrecido de petróleo Este tipo de almacenamiento se caracteriza por tener igual que los yacimientos agotados de gas, gran cantidad de ventajas para el desarrollo del almacenamiento pruebas para garantizar la impermeabilidad de la roca sello normalmente no se plantean y es muy probable tener gran cantidad de pozos perforados en esta clase de yacimientos, pero se debe realizar el estudio de las condiciones en las que se encuentran todos los pozos, por ejemplo si deben ser reabiertos o si están debidamente cementados.

En el desarrollo de los proyectos de almacenamiento de gas como objetivo principal resalta la maximización de la producción al menor costo, el cual podrá ser obtenido realizando una planeación óptima del proyecto, por ejemplo lo relacionado con la capacidad de almacenamiento o el inventario que posee el reservorio se encuentra afectado directamente con las propiedades del yacimiento en el cual se llevara a cabo la inyección (porosidad , permeabilidad, etc) y otros factores la cantidad de gas colchón óptima, el número de pozos disponibles vrs. El requerido y las instalaciones de compresión en los ciclos de inyección/extracción del proceso.

La capacidad volumétrica de almacenamiento de gas para este tipo de proyecto depende espacio disponible en la roca porosa a y las condiciones que originalmente posee el yacimiento tal como la presión y la temperatura. Una de las grandes ventajas que se tiene gran conocimiento del yacimiento gracias a su

etapa de producción primaria en la extracción del petróleo, por esto es de vital importancia el estudio de los datos de producción el índice de productividad que tuvo el yacimiento en su primera explotación y los recobros realizados al mismo, los cuales generan una visión del comportamiento que tendrá el yacimiento, su capacidad de almacenamiento y capacidad de extracción.

El control de la capacidad de entrega y productividad de estos pozos debe se deben realizar constantemente en la evaluación inicial de los proyectos ya que si no se obtiene las adecuadas, es necesario la aplicación de tecnología para incrementar la capacidad de almacenamiento reservorio y la tasa de producción de los pozos de almacenamiento.

El estudio a fondo del desarrollo almacenamiento para campos agotados de petróleo se realizara más adelante en de este trabajo.

6.5.2 Almacenamiento en reservorio de acuífero El proceso de almacenamiento subterráneo de gas natural con manejo de agua se basa en inyectar gas en una formación porosa, que presenta una saturación de agua, para la cual se requiere realizar un desplazamiento por parte del gas inyectado, este tipo de almacenamiento se define de uso estratégico, desarrollado únicamente en ausencia de yacimientos de roca porosa agotados de hidrocarburo, debido al aumento de las dificultades para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Entre los principales problemas observados durante la evaluación de este tipo de almacenamiento se encuentran: a.) Se tiene un limitado conocimiento de la estructura geología del yacimiento, b.) No se tienen datos de producción como para yacimientos agotados de petróleo y gas, c.) Para los ciclos de inyección se requiere de grandes cantidades de gas colchón, d.) Se pueden tener problemas de contaminación de agua y e.) La capacidad de inyección y extracción es limitada, todos estos factores aumentan los costos y riesgos de la operación al requerir una

mayor inversión en tiempo de investigación y alto factor de incertidumbre en el inicio de las operaciones.

Consideraciones para el almacenamiento en campos con manejo de agua

- Propiedades de la roca almacén: igual que para otros los tipos de almacenamientos de gas, este es el factor que afecta la capacidad que tendrá el reservorio para guardar el gas natural, entre las principales propiedades a evaluar están la permeabilidad, porosidad y retención capilar del agua, las cuales pueden. Una prueba de bombeo de agua puede ser utilizada para evaluar la permeabilidad de la roca reservorio en este tipo de almacenamiento.
- Impermeabilidad de la roca sello: para el desarrollo del diseño para los proyectos de almacenamiento con manejo de agua es necesario la evaluación de la calidad de la roca sello la cuales es una de las variables que no son analizadas para otros tipos de almacenamiento (yacimiento agotado de hidrocarburos).
- Nivel de afectación de los diferenciales de presión al movimiento del acuífero: el espacio almacenado tendrá cambios de presión drásticos según la fase del proyecto en la cual se encuentre (inyección/extracción), estos cambios producirán movimiento en el acuífero, se podría esperar que el movimiento neto de agua sea el menor cuando la presión en el gas en el depósito es mayor que la del acuífero original. Estos cálculos serian tomados en cuenta a la hora de evaluar la capacidad volumétrica para el gas y el comportamiento de la presión en el momento de la extracción del gas.¹⁵

6.5.3 Almacenamiento en cavernas de sal. La principal ventaja de este tipo de yacimiento es tener alta nivel de inventario y de entrega de gas, el volumen necesario de gas colchón es muy limitado en comparación con los almacenamientos en formaciones porosas. Este almacenamiento se basa en la

¹⁵ KATZ, Donaldo. y VARY, John. Desing of Gas Storage Fields. En: T.P. 8045. University of Michigan. Michigan Consolidate Gas Co. p. 1-5

inyección del gas natural en cavidades salinas excavadas para este proceso, en las que son aprovechadas las propiedades de la sal como resistencia moderadamente alta y su comportamiento plástico lo que se refleja en su alta impermeabilidad que le permite el sellado de fracturas para evitar líneas de fugas debido a los esfuerzos, lo que genera que los reservorios se mantendrán durante varios años cumpliendo con ser excelentes almacenes. Aunque a pesar de estos excelentes pronósticos es necesario realizar los cálculos teóricos para determinar si la formación salina dada es apta para alojar una caverna, los cuales solo podrán ser obtenidos satisfactoriamente si se tiene cierto conocimiento de la estructura, la resistencia de la sal, ubicación, separación y la estabilidad de las cavernas a las presiones de operación.

Las propiedades que juegan un papel importantísimo para la favorabilidad de los proyectos en cavidades salinas son la porosidad y permeabilidad de la sal, las cuales respecto al gas y petróleo son casi nulas, por lo el gas almacenado no puede escapar al entrar en contacto con ella, garantizando que sea posible varios ciclos de inyección/extracción en estos reservorios, con posibilidad de realizarse de forma rápida y con alteraciones.

Entre sus desventajas esta que el almacenamiento de cavernas de sal tiene un proceso de construcción largo y complicado a comparación de otro almacenamiento y se genera problemas con la salmuera producida ya que es necesario evacuarla o inyectarla en el subsuelo.

Otro factor a evaluar es el poco conocimiento que se tiene a nivel estructural del subsuelo, por lo que es necesario realizar estudios electromagnéticos, sísmicos y gravimétricos que arrojar datos vitales para la evaluación del subsuelo ya que la conductividad, velocidad y densidad de la sal muestran un gran contraste con respecto a las de las rocas adyacentes en la formación, en la mayoría de casos también es necesario realizar registros de pozos y la extracción de núcleos para

tener una visión más clara del depósito y estudiar las características mecánicas de las rocas para poder determinar la resistencia de la formación salina y las características de la deformación a las cuales será sometida la caverna de gas.

El almacenamiento en cavidades se caracteriza por tener un proceso de lixiviación, donde el agua dulce que es bombeado en el pozo por la sarta de producción y retorna salmuera. Se necesitan alrededor de ocho volúmenes de agua para disolver un volumen de sal, se debe inyectar también un fluido protector, por lo general gas licuado (nitrógeno) para controlar la disolución de la sal, además de controlar la columna de disolución. A la salmuera producida se le debe dar un trato especial según como este permitido en la normatividad del país que genera el proyecto (industria química, mares o reinyección en otra formación)

Este tipo de almacenamiento se realiza cada vez con mayor frecuencia, en países con gran abundancia de depósitos salinos naturales como ocurre en la comunidad Europea, Estados Unidos por su parte ha desarrollado estas operaciones en el golfo de México en cavernas de sal.

6.5.3.1 Características de diseño

- Se realiza la perforación de un pozo por el cual entrara el agua dulce y saldrá la salmuera residual.
- Para el manejo de la salmuera residual es necesario tener un ducto entre las facilidades por donde fluirá para el manejo de esta en superficie.
- El pozo perforado se debe encontrar con revestimiento cementado hasta el tope de la caverna y es utilizado también para la inyección y extracción de gas.
- El lodo de perforación debe tener la característica de estar saturado de salmuera para evitar la excesiva disolución de la sal mientras se perfora el pozo a través de la sal,

- la utilización de lodo.
- realiza una prueba hidráulica de integridad del pozo, donde se evaluara la resistencia del pozo y su calidad de cementación
- En los ciclos de inyección/extracción las presiones diferenciales más altas se experimentan en la cara del pozo.¹⁶

6.6 FUNCIONES DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS

- Evitar la quema del gas cuando no es comercialmente viable su venta, evitando daños ambientales y para cumplimiento de las normas establecidas por el gobierno de cada país, para el manejo del gas.
- Seguridad de suministro, para poder prevenir interrupciones en el suministro de gas, debidas, por ejemplo, a crisis internacionales.
- Ajuste a la demanda, que puede ser estacional, semanal, o diaria, y que permite hacer frente además a picos de demanda invernal o por cambios climáticos.
- Optimización del sistema gasista, permitiendo tener una cierta flexibilidad y optimizaciones técnico-económicas.¹⁷

6.7 USOS DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS

Cada tipo de almacenamientos tienen un uso diferente en función de sus características, aunque se pueden concluir que los objetivos de los almacenamientos subterráneos de gas son:

¹⁶ BARY, Alexander.y HENZELL, Michel. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. En:JournalSchlumberger. Agosto 2002. no vol. p.1-18

¹⁷ MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. En: Revista Petrolera. Octubre 2001. p. 44-50

- Seguridad de suministro, para poder prevenir interrupciones en el suministro de gas, debidas por ejemplo, a crisis internacionales.
- Ajuste a la demanda, que puede ser estacional, semanal, o diaria, y que permite hacer frente además a picos de demanda invernal.
- Eficiencia del sistema gasista, permitiendo tener una cierta flexibilidad y optimizaciones técnico-económicas.

Tabla 14: Estadísticas-Usos del Almacenamiento

Estadísticas- Usos del Almacenamiento	
Tipo de almacenamiento	Porcentaje
Yacimientos de hidrocarburos agotados	75%
Yacimientos de acuíferos	10,5%
Yacimientos de cavidades salinas	1%

Fuente. UGS World Data Bank- Schlumberger

Tabla 15: Estadísticas de capacidad de almacenamiento a nivel internacional

PAÍS	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	Numero de almacenamientos
Estados Unidos	110 bcm	385
Rusia	90 bcm	210
Alemania	20 bcm	42
Italia	17,3 bcm	10
Canadá	14,82 bcm	49
Francia	11,7 bcm	15
España	2,16 bcm	2

Fuente: UGS World Data Bank

Figura 10: Proyectos Desarrollados de Almacenamiento de Gas a Nivel Mundial



Fuente 1. Journal Schlumberger

6.8 DAÑOS EN POZOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS

La pérdida de productividad de los pozos es un problema de gran magnitud para el almacenamiento de gas y le cuesta millones de dólares a los proyectos de este tipo que se encuentran en operación a nivel mundial; los mecanismos de daño que generados para estos procesos van desde tipo invasión y producción de arena, hasta desarrollo de bacterias u obstrucción de los compresores relacionados con la inyección y extracción del gas.

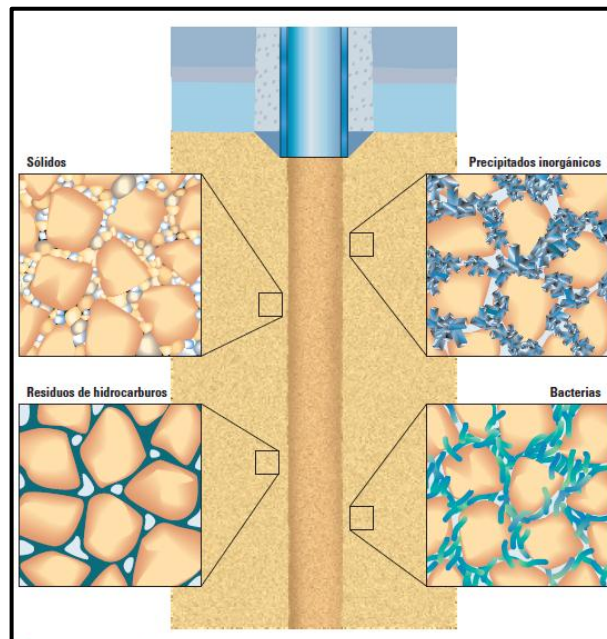
Por estos planteamientos, institutos de la industria del gas en países en todo el mundo, han visto en la obligación de realizar proyectos de investigación sobre los

mecanismos de daño comunes en procesos de este tipo, como un ejemplo de ello se encuentra El Instituto de Tecnología del Gas (GTI) que en sus estudios realiza evaluaciones de núcleos, fluidos y pruebas de pozos, para varios reservorios en procesos de almacenamiento y como resultados se obtienen los siguientes tipos de daños como los más comunes:

- Bacterias.
- Precipitados inorgánicos: tales como compuestos ferrosos, sales, carbonato de calcio y sulfato de bario.
- hidrocarburos, residuos orgánicos y productos químicos para producción.
- sólidos.

En los pozos de estudio, la producción de arena, la obstrucción mecánica, los problemas relacionados con los fluidos de terminación y estimulación, y los efectos de la permeabilidad relativa, fueron problemas menos frecuentes.

Figura 11: Tipos Principales de Daños en Yacimientos de Almacenamiento de Gas



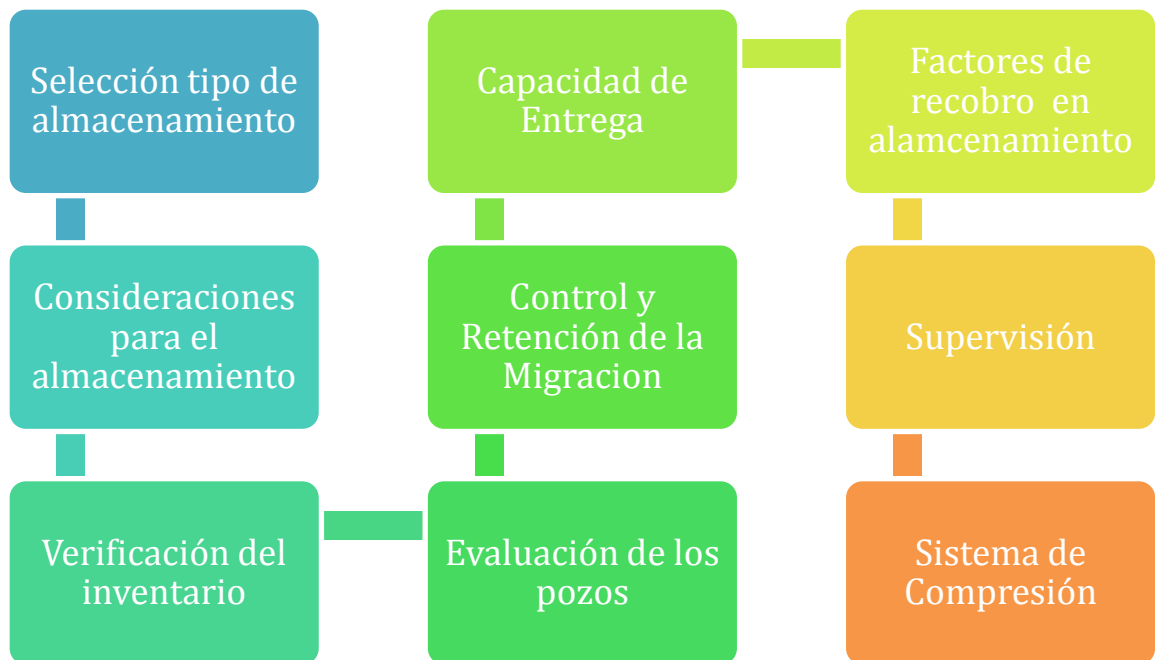
Fuente. Journal Schlumberger

Es necesario realizar los respectivos métodos de estimulación para rehabilitar estos pozos devolviendo la productividad a los mismos, por supuesto cada uno de estos métodos son diferentes entre sí según el tipo de daño que se ha producido, por tanto el primer paso a seguir es el reconocimiento de cuál fue la fuente o clase de daño probable según los datos que se obtienen de la operación y de las pruebas de contrapresión para poder realizar una restauración eficiente utilizando el mejor tratamiento.¹⁸

¹⁸ BARY, Alexander. y HENZELL, Michel. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. En:JournalSchlumberger. Agosto 2002. no vol. p.1-18

7. METODOLOGÍA PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN ROCA POROSA

Figura 12: Planteamiento de la Metodología para el Almacenamiento de gas Natural en Roca Porosa



El modelo de acción que permite la ejecución de un proyecto de almacenamiento de gas subterráneo y que corresponde uno de los objetivos más importantes desarrollados en esta monografía constará de _ planteamientos para llevar a cabo dicho modelo.

Dicho modelos será realizado utilizando ingeniería conceptual para los lineamientos básicos que deben desarrollarse en el momento de requerir el desarrollo de un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas, y estos van desde la selección del tipo de almacenamiento hasta la supervisión de los pozos;

es necesario aclarar que se realizaran con referencia a las condiciones que tiene Campo Escuela Colorado, el cual será el objeto de estudio.

7.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE ALMACENAMIENTO

El primer paso en el desarrollo de almacenamiento es necesario definir el tipo de almacenamiento subterráneo que se desarrollara los cuales se clasifican según la estructura geológica que los conforma. Se clasificaran de esta forma: En tres tipos, yacimientos de agotados de gas y petróleo, yacimientos con manejo de agua y cavidades salinas o minas abandonadas.

Para el desarrollo de este proyecto, el diseño de la metodología se basó en el estudio para operaciones de almacenamiento de gas subterráneo en campo de aceite parcialmente empobrecido o depletados el cual es el caso de Campo Escuela Colorado y que consiste en la re inyección o reposición de gas natural en el espacio poroso en el que inicialmente se encontraba el petróleo ya producido del yacimiento, con el objetivo de eliminar la quema del gas y tener la facilidad de su extracción posterior cuando sea comercialmente viable.

El tipo de almacenamiento subterráneo seleccionado por el tipo de yacimiento de campo escuela colorado presenta entre sus ventajas tener gracias a su fase de producción un alto grado de información histórica del comportamiento del yacimiento y de la estructura geológica, las cuales fueron evaluadas para la selección del tipo de almacenamiento, y además se convierte en una herramienta vital para la evaluación de la capacidad de almacenamiento que tendrá el campo, lo disminuirá la fase de investigación al poseer un conocimiento previo del yacimiento, reduciendo el tiempo y los costos del proyecto que generaran un menor grado de incertidumbre para los inversionistas.

7.2 CONSIDERACIONES PARA EL ALMACENAMIENTO

7.2.1 Consideraciones geológicas

- Existencia de la formación porosa o roca reservorio (arenas, calizas o dolomitas).
- Formación o roca sello la cual será homogénea, impermeable y continua requerida para el estancamiento del gas (arcilla, sal o anhidrita).
- Estructura geológica con una superficie de cierre (anticlinal) profundidad óptima que permita una compatibilidad de presiones entre la red de transporte y el propio almacenamiento.

7.2.2 Análisis de los pozos. Para el almacenamiento en pozos de aceite agotados uno de los factores a evaluar es la cantidad de pozos perforados ya que en campos de este tipo es probable tener muchos pozos perforados en el reservorio bajo consideración, y es necesario evaluar el estado en que se encuentran estos pozos, los cuales deben ser reabiertos y estar debidamente cementados.

Para el caso en estudio, por antigüedad del campo es importante resaltar que de los 75 pozos perforados desde sus inicios, más del 70% de ellos se encuentra con algún tipo de actividad reportada, o en espera de algún tipo de reacondicionamiento; por tal motivo la cantidad de pozos que están candidatos a ser inyectores para almacenar gas es amplia. Solo 16 pozos en la actualidad reportan producción de petróleo, y otros 12 reportan información en espera de reacondicionamiento¹⁹

¹⁹ MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. En: Revista Petrolera. Octubre 2001. p. 44-50

7.2.3 Evaluación de volumen de gas El volumen de gas que se estima para el almacenamiento es un factor valioso en la determinación de la factibilidad de este tipo de proyectos, ya que se deben realizar los estudios debidos para el cálculo de capacidades de almacenamiento y extracción y estas deben ser razonable con esta cifra, para el Campo Escuela Colorado la cantidad de gas en producción es 400 kcpd. Normalmente en el proceso de operación esta cantidad de gas se compara y se lleva a volumen a almacenar y se analiza como un activo para registros de la empresa operadora del almacenamiento.

En el estudio de la capacidad de almacenamiento que posee un yacimiento se habla inicialmente de la evaluación del volumen de poro de la formación almacenadora, en este nivel mapas isopacos pueden convertirse en una gran herramienta o método alterno para el cálculo de datos de porosidad y volumen de arena de la roca reservorio.²⁰

7.3 VERIFICACIÓN DEL INVENTARIO

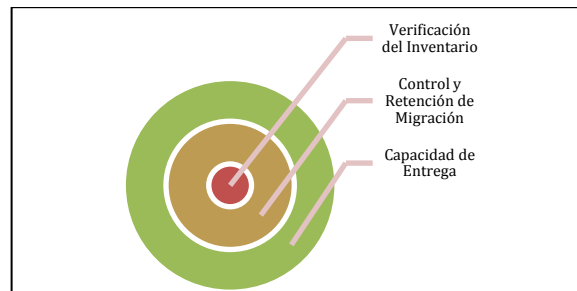
El tercer factor a evaluar en la metodología propuesta por los autores es el proceso de verificación del inventario, el cual a nivel de operación de almacenamiento subterráneo de gas se vuelve un factor indispensable para la supervisión del mantenimiento del rendimiento de almacenamiento del campo y consideraciones de costos en la operación.

La verificación de inventario consta de conocer la capacidad de almacenamiento del campo (pies cúbicos por acre), el cual depende de variables como son la presión de yacimiento y el tiempo a inyectar.²¹

²⁰ MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. En: Revista Petrolera. Octubre 2001. p. 44-50

²¹ KATZ, Donaldo. y VARY, John. Desing of Gas Storage Fields. En: T.P. 8045. University of Michigan. Michigan Consolidate Gas Co. p. 1-5

Figura 13: Los Tres Requerimientos Básicos en el Almacenamiento Subterráneo de Gas



Fuente: SPE. Overview on Underground Storage of Natural Gas

La verificación de inventario es la residencia del gas en el estrato geológico que sirve de estrato contenedor o almacenador. Dentro del estrato geológico se evidencian dos tipos de gas.

- El gas base (o gas colchón) es la parte del gas la cual no es física ni económicamente recuperable y el que proporciona la energía necesaria para retirar el gas superior,
- el gas superior (o gas de trabajo), es el gas que se extrae y es económicamente rentable ya sea para la venta o la reutilización en algún proceso de recobro.

La presión de yacimiento afecta la capacidad de entrega del estrato contenedor, y esta es una función directa de la verificación de inventario. Si el yacimiento no contiene gas base se convierte en objeto de pérdidas en su inventario, a través de la migración del gas. El contenido de gas en el yacimiento tiende a migrar, debido a que comparte el espacio poroso con otros fluidos (petróleo, agua) y este al ser más ligero tiende a perderse.

Entre los factores pueden contribuir al movimiento del gas fuera del estrato geológico contenedor como son:

- Los gradientes de presión

- La permeabilidad de la roca
- La integridad de la roca sello
- Geometría del yacimiento
- Fracturas
- Fallas geológicas
- Características geológicas
- Condiciones y límites de equipos de superficies

El propósito de realizar el cálculo de inventario se hace con el fin de observar las diferencias que hay entre las cantidades reportadas en los libros y las cantidades reales que contiene el yacimiento. La metodología para el cálculo no es diferente a las de calcular las reservas de gas en sitio, comúnmente y es aceptable usar como método:

- El método volumétrico
- Datos de producción-presión

Los dos métodos son aplicables a yacimientos de volumen constante y están sujetos a la presencia de acuíferos y al almacenamiento de gas con este tipo de yacimiento.

7.3.1 Calculo de Inventario usando el Método Volumétrico. Este método es similar al cálculo de reservas en la producción de yacimientos de gas, y fue desarrollado por Richard Mantia²², durante su trabajo con el profesor Katz.

$$I = V * E$$

La *I* denota el inventario (cantidad) residente en el almacenamiento.

²² MANTIA, Richard. W. Inventory Verification Isopore Volumetric Method, Underground Storage of Natural Gas-Theory an Practice. Kluwer Academic. 1989.

Dónde:

- I es el inventario, STD (pies cúbicos estándar),
- V es el volumen poroso ocupado por el gas, (pies cúbicos),
- E es factor de expansión, STD (pies cúbicos estándar) /pies cúbicos del yacimiento.

$$E = 35,37 \frac{P}{Z T}$$

- P es la presión de yacimiento promedio, psia
- Z es el factor de compresibilidad, (adimensional),
- T es la temperatura absoluta R.

El volumen V es calculado a partir de la geometría y geología del yacimiento.

$$V = A h \phi (1 - S_w)$$

- A es el área del yacimiento en pies cuadrados (ft²),
- h es el espesor de la formación contenedora, pies (ft)
- Sw es la saturación de agua en la formación, en fracción.

De manera general la ecuación para el cálculo del inventario es:

$$I = \frac{35,37 A h \phi (1 - S_w) P}{Z T}$$

Ecuación que se obtiene de la sustitución de las dos primeras ecuaciones y está en términos de la presión, porosidad y espesor.

Cabe resaltar que la presión, porosidad y espesor de la formación varía de un punto a otro en el yacimiento. Por tal motivo se toma un “bloque promedio” donde las variaciones y las heterogeneidades del yacimiento están incluidas.

Con la información de los mapas de distribución de la presión isobárica y los mapas de la isoporosidad obtenidos a partir de los registros hechos al campo, podemos evaluar el bloque promedio y calcular de esta forma individual la capacidad de inventario, información que luego se extrapola a todas las unidades del yacimiento.

7.3.2 Errores en la verificación de inventario Los errores en la verificación de inventario son muy importantes debido a que marcan la viabilidad económica de un proyecto de almacenamiento subterráneo. Su importancia radica en la continua preocupación por la capacidad de entrega del yacimiento, así como la migración del gas dentro de las formaciones aledañas a la formación contenedora.

Usando los métodos termodinámicos de relaciones de equilibrio de estados, y la información de la roca, los fluidos y los datos de producción, podemos calcular el volumen del yacimiento para almacenar el gas natural. Estos resultados indican que de cualquier modo, los cálculos pueden estar sujetos a errores e incertidumbres que fácilmente pueden muestran niveles inaceptables. En el caso de los cálculos de inventario, el error se presenta en la suma de la inyección del gas y el llenado de la roca contenedora y los periodos de inyección así como los periodos de chequeo que deben estar independientes de la presión que contenga en ese momento el yacimiento.

Cuando el inventario es calculado bajo la pseudo-presión la cantidad de gas natural en la llenada y en la retirada, dan un valor de incertidumbre debido que el valor nuevamente calculado está por debajo de la presión inicial.

Una ayuda práctica, es el desarrollo de una escala de porcentaje de pérdidas que debe estar en función de las caídas de la pseudo-presión y que permita los cálculos más cercanos a los iniciales.

Cuando la escala de incertidumbre en porcentaje supera el 20%, de los cálculos hechos al inventario, es necesario replantear el almacenamiento es dicha arena contenedora.

En el almacenamiento subterráneo de gas natural, la cantidad residente está directamente relacionada con los volúmenes del inventario en un momento dado. La relación entre estas dos cantidades sugiere que el cálculo de una de la otra puede proporcionar un medio para verificar el volumen contra la medición directa o valor del libro.

Cualquier metodología escogida para calcular el inventario está sujeta a incertidumbres en la medición o estimación de los parámetros. Algunos de estos pueden ser la geometría del yacimiento, mientras que en otros son parámetros físicos, termodinámicos o empíricos. El cálculo del inventario en cavidades de sal se convierte en un reto aun mayor, debido al fenómeno de fluencia que constantemente afecta. En depósitos porosos y permeables, el volumen de los poros llenos de gas no se puede medir directamente y depende de muchas variables que están sujetas a errores de medición o de incertidumbre.

En el área económica, con la apertura de nuevos mercados para el gas natural, y el crecimiento continuo y preciso en el desarrollo del almacenamiento, es importante la verificación del inventario debido a que se necesita precisar los horarios de venta del gas, así como precisar las pérdidas para deducir la factibilidad económica.

Este análisis de la verificación del inventario se realiza rutinariamente con el fin de recopilar datos de rendimiento del depósito, para verificar que el gas inyectado este efectivamente fluyendo hacia el reservorio en el los pozos seleccionados, y

también si se están teniendo pérdidas de gas por cualquier medio se puede realizar la predicción de la magnitud de las pérdidas.²³

7.4 CONTROL Y RETENCIÓN DE LA MIGRACIÓN

Una vez que se termina el periodo de inyección del gas dentro del campo, es obligación de la compañía operadora mantener un control de las pérdidas y migración del gas dentro del yacimiento. En algunos casos las pérdidas no son contabilizadas debido a que no representan mayor cantidad de gas, pero en otros las pérdidas de hacen más significativas cuando se almacena el gas en varios ciclos

Es necesario realizar un seguimiento continuo de las pérdidas de gas por parte del reservorio en comunicación con la cara del pozo, equipos de producción o superficie , los cuales comúnmente en especial en campos maduros son pasadas por alto por el operador, lo cual acarrearía afectaciones en la eficiencia del almacenamiento. Algunas de las pérdidas inician en las líneas de superficie, así como en los equipos de compresión o en la formación en el caso de yacimientos muy superficiales los cuales no logran retener el gas cuando la impermeabilidad de la roca sello no es eficiente, haciendo que este llegue a la superficie, o en otros casos las pérdidas se presentan por fugas a formaciones vecinas.

Los operadores de los campo deben presta atención al control de la migración y a las pérdidas que se presentan, ya que de ellos depende, la optimización de la productividad del gas, la cual representa costos para la empresa operadora y que para cumplir con los compromisos de venta.

²³TEK, Rasin M. Errors and Uncertainty in Inventory Verification in Underground Storage.En: Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability. Michigan. 1996. p. 83-104.

Cuando se está inyectando gas a la formación de debe elevar la presión por encima de la presión promedio original del yacimiento, en muchos casos esta elevación en la presión causa pérdidas por fisuras y grietas provocadas al depósito. Si se presentan pérdidas de gas, se ven reflejadas en la capacidad de entrega del yacimiento, debido a que la velocidad con la que se extrae el gas del campo almacenador disminuye cada año.

Para el almacenamiento de gas se requiere un control minucioso de las cantidades tanto el gas de colchón como el gas superior. Y estas pérdidas deben ser registradas para que una vez hechos los cálculos totales para el volumen de ventas y se fijen precios contando las pérdidas con el fin de tener un proyecto viable económicamente.

7.4.1 Métodos para determinar la pérdida de gas para reservorios agotados de aceite. Se utilizan dos métodos para verificar los inventarios de gas de almacenamiento en los yacimientos de aceite agotados donde el flujo primario se generó por expansión de gas, como es el caso para campo escuela colorado, Ambos métodos se basan en el análisis de la presión en el yacimiento vs. Su capacidad para gas de almacenamiento.

- **Primer método**

El procedimiento a seguir es de cierre de los pozos de almacenamiento durante un periodo de tiempo, se miden y registran las presiones en cada pozo, luego se determina entre el promedio de todos los pozos en cierre, la presión del yacimiento. Normalmente pruebas se realiza en las fechas en las que el campo tiene sus inventarios más altos y bajos de gas. Estos datos se representan cada año donde deben mantener una tendencia constante y permita determinar que el yacimiento es seguro para el almacenamiento.

- **Segundo método.**

Se realizan encuestas como en el primero método pero su diferencia está en que los valores de la presión son comparados con los valores registrados en los libros, además se utilizan pozos observadores para determinar la presión del yacimiento y si hay presencia de gas en otras partes del campo. La ubicación de estos pozos se realiza en los lugares donde se concentran los mayores valores de permeabilidad. Estas mediciones se hace más confiables durante los periodos de inyección del gas.

Los dos métodos anteriormente planteados para la verificación de inventario no son aplicados para yacimientos con acuíferos activos, debido a que la presión ejercida por el gas debe desplazar el agua presente en el yacimiento. Para un yacimiento con una acuífero activo la forma de medir la capacidad de retención de gas se basa en la comparación anual de la cantidad de gas suministrada y el volumen que se logra extraer, la capacidad de entrega de este tipo de yacimientos se ve afectada debido a que el agua proporciona mayor presión sobre el gas. En este tipo de yacimientos la capacidad de entrega se hace demasiado rápida hasta declinar a valores mínimos.²⁴

7.5 CAPACIDAD DE ENTREGA

La capacidad de entrega es el quinto paso a seguir en el desarrollo de esta metodología de evaluación del proyecto de almacenamiento, y se convierte en un factor fundamental ya que se convierte en la base de la estimación de la capacidad de entrega que tendrán los pozos en el momento que se requiera la extracción del gas. El proceso será el mismo que el utilizado durante la producción

²⁴ KATZ, Donaldo. y VARY, John. Desing of Gas Storage Fields. En: T.P. 8045. University of Michigan. Michigan Consolidate Gas Co. p. 1-5

inicial, lo cual señala que la permeabilidad en la roca almacenadora es una de las principales propiedades para la definición de la etapa.

La capacidad de entrega de los pozos de gas se puede calcular a partir del índice de productividad (presiones y caudales) de los pozos de aceite, espesores de la formación y datos tomados de núcleos. La permeabilidad de la formación puede ser calculada en una prueba de flujo con la siguiente ecuación:²⁵

$$k = \frac{Q_o B \mu_o}{0.007082 (P_e - P_w) h} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

Q_o = caudal de aceite (STB/D)

B = factor volumétrico de formación

μ_o = viscosidad del aceite del reservorio cp

r = radio (ft)

P = presión (psia)

e = posición desde la cual el aceite está fluyendo

w = cara del pozo (wellbore)

Por tanto para un aumento en esta cantidad de extracción se puede realizar perforando mayor cantidad de pozos, o realizando pozos de tipos horizontal, los cuales tengan entre sus características la de cubrir una mayor contacta en el yacimiento.

7.5.1 Capacidad de flujo de pozos de gas En la búsqueda de los cálculos de la capacidad de flujo de los pozos de gas en un yacimiento depletado de hidrocarburos es necesario primero la determinación de la capacidad de flujo de cada pozo por separado y las pruebas de contrapresión (isocronales) es uno de los métodos más usados en la industria para realizar estos cálculos ya que estos datos están disponibles generalmente para este tipo de campos.

²⁵ MUSKAT, M. En: Physical Principles of Oil Production. New York. Mc Graw-Hill Book Co. 1949.

Las pruebas isocronales se basan en tomar periodos constantes de flujo para su desarrollo, se empieza con el pozo cerrado en cada caudal.

7.5.1.1 Procedimiento de una prueba isócrona

- Prueba que emplea periodos constantes de flujo
- Empieza condición cerrado para cada rata flujo.
- Los datos de las pruebas contrapresión pueden ser convertidas a su equivalentes curvas isocronales.
- La base del procedimiento es que el radio de drenaje es el mismo para cada una de los puntos de flujo.
- La curva de rendimiento estabilizada tendrá la misma pendiente a corto tiempo, pero la curva será desplazada hacia tasas de flujo más bajas y la cantidad dependiendo del radio de drenaje bajo condiciones de operación.

Tek, Grove and Poettmann plantean un tipo de fórmulas para predecir el radio de drenaje en campos, para tiempos de flujo requeridos, la siguiente ecuación por

$$r_d = 0,0704 \left(\frac{kt\bar{P}}{\phi\mu} \right)^{1/2}$$

r_d = Radio de drenaje (ft)

k = permeabilidad de la roca (md)

t = tiempo de flujo (horas)

\bar{P} = presión promedio de yacimiento (psia)

ϕ = porosidad de la roca (%)

μ = viscosidad del gas (cp)

Para la predicción de nuevo radio de drenaje para el desarrollo de las curva de rendimiento, Groce and Poettmannn simplifican la ecuación en:

$$C_3 = C_1 \left[\frac{\ln \frac{r_{d1}}{r_w}}{\ln \frac{r_{d2}}{r_w}} \right]^n$$

Donde

$$C = \frac{Q}{(P_f^2 - P_s^2)^n}$$

Q = Caudal (Mcf/d)

P_f = Presión de la formación (psia)

P_s = is flowing sand face pressure (psia)

r_w = Radio wellbore (ft)

n = Inclinación recíproca de contrapresión

La siguiente ecuación está diseñada para la determinación del rendimiento del pozo a partir del conocimiento de las condiciones del campo

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{1424\mu z T Q \ln \frac{r_1}{r_2}}{nk} + \frac{3.16 \times 10^{-12} \beta G Q^2 z T}{h^2} \left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right)$$

P_1 = Presión en la posición inicial (psia)

P_2 = Presión en la posición final (psia)

z = factor de compresibilidad del gas para la condición promedio

T = temperatura ($^{\circ}R$)

h = espesor de la formación (ft)

G = gravedad del gas

r_1 = Radio en la posición inicial (ft)

r_2 = Radio en la posición final (ft)

β = Factor de turbulencia

Luego de hallar la capacidad de flujo para los pozos individuales, se puede calcular el espaciado entre pozos para obtener un rendimiento específico del campo.

7.5.2 Capacidad de entrega de los campos Los campos de almacenamiento de gas están diseñados para proporcionar una cantidad definida de gas en el momento de la extracción del mismo, este factor sumado a la factibilidad económica del proyecto dan la pauta para determinar el total de pozos requeridos y la mínima compresión requerida para las operaciones. Por tanto, el primer paso es la realización de la evaluación de cada pozo individual teniendo en cuenta la máxima caída de presión “drawdown” permitida para el flujo cada pozo, este factor se puede definir como: $(P_f - P_s)$ y luego con el dato de la capacidad de flujo de campo requerida, se procede a seleccionar los pozos y en caso de ser necesario perforar nuevos para alcanzar el total de gas establecido para la extracción en un momento dado de venta.

7.5.3 Presión de entrega del gas Se deben tener en cuenta los datos de presión de venta de gas, para la evaluación de la estación de compresión y presión de entrega requeridas, para lo que se debe tener en cuenta las pérdidas de presión en el pozo las cuales pueden ser obtenidas de la curva de rendimiento del campo.

Factores que afectan las pérdidas de presión en los pozos de almacenamiento de gas:

- Diferencias entre la presión promedio del campo y de la presión de los pozos de observación.
- Acumulación de hidratos de gas en las líneas de recolección.
- Disminución del desempeño pozo causado por intrusión de agua.

La capacidad de entrega se reducirá al pasar cada año de almacenamiento, por pérdidas no registradas del volumen del gas en el campo, generadas por diferentes factores que van desde problemas en la formación hasta las líneas de producción del gas, por tanto es necesario que el operador controle estas pérdidas para el poder dar cumplimiento de los requisitos de entrega de volumen de gas que cada vez que se realice el proceso de extracción y venta del mismo.²⁶

7.6 EVALUACIONES DE LOS POZOS

Entre las variables de diseño se encuentra la cantidad y el tipo de pozos, requisitos de producción máxima de almacenamiento y su relación con los parámetros que afectan el rendimiento del campo como las propiedades del reservorio relacionadas con el ambiente de depósito y la geología (la permeabilidad, porosidad y fracturas en la formación). Para el análisis de la aceptabilidad de los proyectos de almacenamiento se evaluaron las variables geológicas y de diseño de los pozos para llegar a las siguientes tesis:

- Para todos los diseños tanto de pozos horizontales como verticales se obtiene capacidades de inyección similares.
- El desarrollo de pozos horizontales demostró una ventaja en las capacidades de producción respecto a los pozos verticales los cuales necesitan de tiempos mayores para obtener la misma cantidad de gas producido y mayor cantidad de pozos utilizados que los horizontales a condiciones geológicas de yacimiento similares, pero se debe realizar el estudio de la factibilidad para la evaluación del costo de la perforación y completamiento de un pozo horizontal frente a varios verticales.

²⁶ MANTIA, Richard. W. Inventory Verification Isopore Volumetric Method, Underground Storage of Natural Gas-Theory and Practice. Kluwer Academic. 1989.

- Los pozos horizontales también dieron mejores respuestas tanto en formaciones fracturadas como no fracturadas que los verticales aunque de estos se tuvieran mayor cantidad.
- En el análisis de los pozos se observa como el diseño de un pozo único horizontal debería ser considerado sólo para formaciones de alta permeabilidad en la ausencia de fracturas donde se logra un óptimo comportamiento de los pozos para almacenamiento.
- Para formaciones de bajas permeabilidades y no fracturadas los pozos verticales satisfacen en su mayoría los proyectos de almacenamiento.²⁷

7.7 FACTORES DE RECOBRO EN ALMACENAMIENTO

Para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de gas provenientes de campos de aceite, y se requiere la evaluación es el mecanismo primario de recobro el cual está definido como la fuente de energía natural que tiene el yacimiento para comenzar el proceso de producción del petróleo, comienza desde que el campo es descubierto y termina cuando este pierde el potencial para realizar la expulsión de los hidrocarburos, pueden ser empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, empuje con agua, empuje por drenaje gravitacional o empuje combinado.

En el momento de definir el espacio que tendrá la roca porosa del yacimiento libre, para el almacenamiento del gas, el cual se puede nombrar como la capacidad de almacenamiento y está directamente relacionada con las actividades de recobro primario y secundario que hayan experimentados los campos, los cuales pueden llegar a incrementar la capacidad de almacenamiento del reservorio, disminuir la

²⁷ALI, W. y BILGESU, H.I. SPE. En: Effect of Reservoir Properties on the Performance and Desing of Gas Storage Wells. Virginia University. Septiembre 2004. p. 1-8.

cantidad de hidrocarburo en su primera etapa de producción y dejando mayor cantidad de volumen poroso para ser ocupado por el gas a almacenar.²⁸

7.8 OPERACIONES DE SUPERVISIÓN DE POZOS DE ALMACENAMIENTO DE GAS

Es necesario en todos los proyectos de almacenamiento de gas una Todas las instalaciones de almacenamiento de gas requieren algún tipo de vigilancia rutinaria para asegurar que los pozos puedan producir o aceptar gas a los gastos (velocidades o tasas de flujo, caudales, ratas) requeridos. Los altos gastos experimentados durante la extracción del gas pueden producir daños de formación en las inmediaciones del pozo. De un modo similar, se pueden producir daños en el pozo con altos regímenes de inyección. La frecuente alternancia entre extracción e inyección puede ser otra de las causas de esos daños. En los campos de almacenamiento subterráneo la actividad más común para la vigilancia de los pozos son las pruebas contrapresión para determinaron el estado en el cual se encuentran os pozos del almacenamiento.

Para la determinación de la productividad del pozo de almacenamiento, en lo referente a la supervisión para el Campo Colorado, se basara en la realización de pruebas de contrapresión en superficie cada 1 o 2 años. Para garantizar que se tenga una vigilancia continua del estado del mismo y cualquier daño que haya ocurrido desde la última prueba resultará evidente. En caso tal que no se puedan realizar las pruebas en estos periodos de tiempo, será necesaria la utilización de pruebas en superficie para identificar los daños, controlando una posible disminución de la productividad de los pozos almacenadores.

²⁸ MUSKAT, M. En:Physical Principles of Oil Production. New York. Mc Graw-Hill Book Co. 1949.

7.8.1 Pruebas de contrapresión Este tipo de pruebas llamadas también prueba convencional o de potencial son valiosas para la determinación de historiales sobre la vida útil que tendrán los pozos en desarrollo, estas pruebas consisten en medir la producción de gas a diferentes presiones controladas en el cabezal del pozo las cuales representaran los potenciales de producción de los pozos y capacidades de flujo.²⁹

7.8.1.1 Objetivos de las pruebas de contrapresión Determinación de la capacidad que tienen los fluidos del yacimiento para que a un máximo caudal entren al fondo del pozo.

Por medio de la prueba determinar datos característicos del pozo que incidan a la evaluación de la productividad del pozo como:

- Presiones de fondo
- Temperatura de fondo
- Estado de las permeabilidades
- Presencia de daños
- Radio de drenaje del pozo
- Se corren registros de hueco abierto.

7.8.1.2 Método de toma de una prueba de contrapresión

- Evaluación de condiciones de trabajo seguro
- Instalación del equipo de pruebas
- Corrida de verificación
- Toma de presión/temperatura a la altura de las perforación
- Cerrar el pozo con un tiempo suficiente, para obtener la presión estática de fondo (pozo cerrado).

²⁹ KATZ, Donaldo. y VARY, John. Desing of Gas Storage Fields. En: T.P. 8045. University of Michigan. Michigan Consolidate Gas Co. p. 1-5

- La presión estática se toma por un medidor de presión de fondo o a partir de la partir de la presión estática del cabezal del pozo.
- Determinar el tiempo de cierre debe ser el requerido para que la presión en el fondo sea aproximadamente la presión exterior (toma de la presión estática).
- Al término del cierre temporal, el pozo se deja fluir a determinada tasa seleccionada.
- Después de un periodo de prueba seleccionado, o cuando la presión fluyente del pozo permanece relativamente constante, se mide la presión fluyente de fondo.
- se realizan por lo menos 4 aperturas cambian las ratas de producción
- Recuperar las herramientas.³⁰

7.8.1.3 Procedimiento El procedimiento consiste en cerrar el pozo unas horas hasta lograr la estabilización de la presión, para luego hacerlo producir y cerrarlo en forma alternativa, durante períodos de 4 a 8 horas. El número de tasas de flujo es por lo general de cuatro y una vez obtenidas las mediciones, se cierra el pozo. Se controla el gasto y se registran las presiones de superficie, normalmente cada 5 a 10 minutos, durante los períodos de flujo y cierre. Se miden las diferentes presiones en cabezal y se buscan las presiones en fondo por métodos analíticos.

7.9 SISTEMA DE COMPRESIÓN PARA EL GAS

Como el último paso en esta metodología está el desarrollo del sistema de compresión el cual es requerido para cualquier proceso de inyección o extracción de gas, por lo tanto el diseño del almacenamiento subterráneo de gas natural no es la excepción y requiriendo su sistema de compresión. En la mayoría de los

³⁰DUAN, J. DANIEL.y NAGLER, A. Peter. Gas Storage: Strategy, Regulation and Competitive Implication. En:The National Regulatory Research Institute. Columbus, Ohio 43210. Septiembre 1990. p. 2-20.

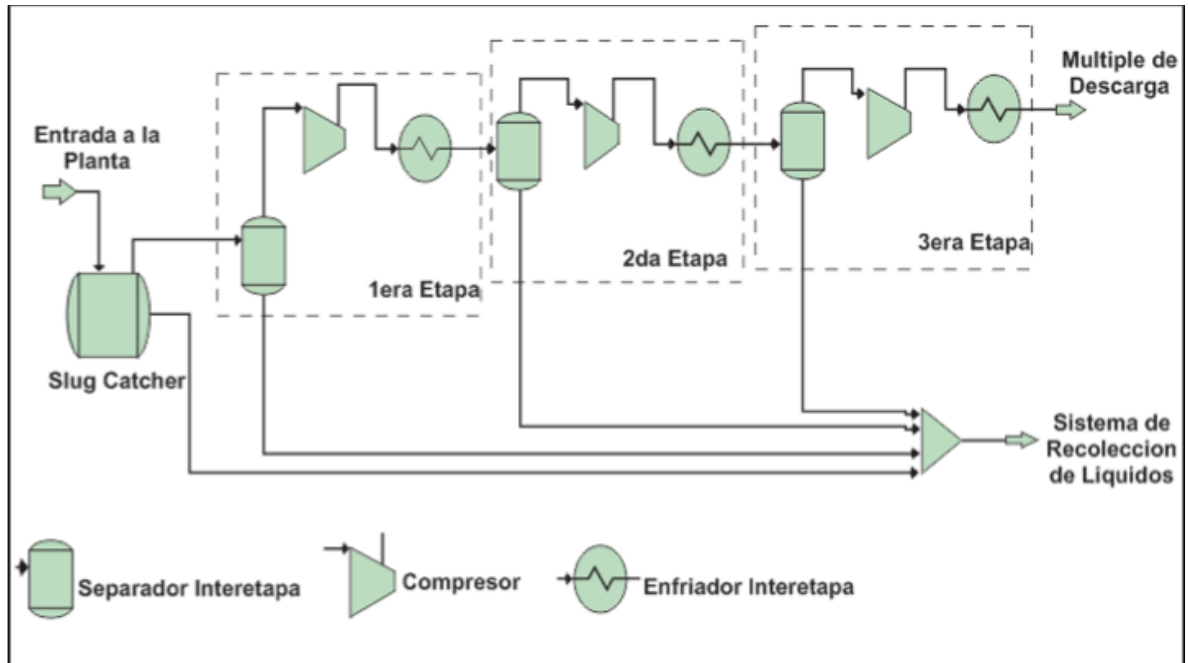
casos el gas disponible se debe comprimir para ser inyectado en la formación. Un compresor es una máquina que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él para ser convertido en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir.

Al igual que las bombas, los compresores también desplazan fluidos, pero a diferencia de las primeras que son máquinas hidráulicas, éstos son máquinas térmicas, ya que su fluido de trabajo es compresible, sufre un cambio apreciable de densidad y, generalmente, también de temperatura; a diferencia de los ventiladores y los sopladores, los cuales impulsan fluidos compresibles, pero no aumentan su presión, densidad o temperatura de manera considerable.

Descripción del proceso de compresión. El proceso de compresión en múltiples etapas se realiza con el objeto de comprimir el gas en procesos separados; debido a que alcanzar la presión de descarga requerida en una sola etapa, ocasionaría un alto trabajo de compresión y altas temperaturas de descarga que conllevaría a la falla de los materiales del compresor. Los equipos de proceso principales que conforman cada etapa son: un separador, el cilindro de compresión y un enfriador. El primer equipo de proceso es el separador, donde se elimina el líquido de la corriente. Luego, el gas pasa al cilindro de la primera etapa, donde alcanza una presión de descarga máxima limitada por la temperatura máxima permisible de descarga (275 - 300 °F). Sucesivamente, al salir el gas del cilindro pasa a un enfriador que disminuye su temperatura hasta aproximadamente la temperatura de entrada de la etapa (120 – 130 °F), como el enfriamiento produce condensación de los componentes más pesados del gas, el primer equipo de la siguiente etapa de compresión es un separador para eliminar todo el condensado producto del enfriamiento y evitar la entrada de líquido al compresor.

En esta secuencia, el gas pasa por cada etapa hasta alcanzar la presión requerida. En la figura, se muestra el diagrama de flujo del proceso de un compresor de tres etapas.³¹

Figura 14: Diagrama de Flujo de un Proceso de un Compresor de Gas de Tres Etapas



Fuente: GPSA, Engineering Data Book 12th Edition.

³¹ENGINEERING DATA BOOK. "Gas Processors Suppliers Association" GPSA, 12th ed. 2004.

8. EVALUACIÓN DE VARIABLES INVOLUCRADAS EN EL ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRANEO

El cuadro conceptual presentado a continuación, tiene como objetivo resaltar el análisis de las variables necesarias, en la búsqueda del desarrollo una metodología para la aplicación de ingeniería conceptual a un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural en el Campo Colorado, en la evaluación de las dichas variables se efectuaron planteamientos u observaciones sobre parámetros (propiedades - condiciones) que influyen en el comportamiento de ellas, todo esto en la búsqueda de las bases conceptuales óptimas para el desarrollo de un proceso de almacenamiento en este tipo de reservorio.

Tabla 16: Variables involucradas en el almacenamiento de gas subterráneo

VARIABLE	ETAPA DEL ALMACENAMIENTO	FACTORES INVOLUCRADOS	EVALUACIÓN
Conocimiento del Yacimiento	Primera Etapa: Selección del tipo de almacenamiento	Permeabilidad y porosidad	Para este tipo de almacenamiento los valores de permeabilidad y porosidad son conocidos por los operadores, ya que son recogidos de históricos de producción, de la etapa de extracción de petróleo. Valores de altas permeabilidades y porosidades serán óptimos para el desarrollo de este tipo de procesos.
		Estructura Geológica del Yacimiento	Presenta una configuración óptima para el almacenamiento de gas, debido a su forma en anticlinal asimétrico que permite la retención del gas y se caracterizan por tener la capacidad de contener altas cantidades de gas.

VARIABLE	ETAPA DEL ALMACENAMIENTO	FACTORES INVOLUCRADOS	EVALUACIÓN
		Empuje Primario	Los factores de recobro para los yacimiento de roca porosa, dan un indicio del volumen de espacio poroso que quedara disponible de la roca almacenadora para el gas inyectado, por tanto se espera que a mayor recobro realizado al yacimiento, se tendrá un aumento en capacidad volumétrica de almacenamiento del mismo.
Capacidad Volumétrica de Almacenamiento	Tercera Etapa: Verificación de Inventario	Cantidad de Gas Colchón	Almacenamientos de este tipo se caracterizan por contener la cantidad requerida del gas colchón, este volumen de gas se queda en la roca almacén y que no podrá ser recuperado garantizando cierta presión en el subsuelo para mantener su estabilidad y para guardar la presión necesaria en fondo utilizado en la operación del almacenamiento.
		Cantidad de Gas de Trabajo	La viabilidad de un proyecto recae sobre el control que tenga la operadora de los volúmenes almacenados dispuestos para la venta. Se presta demasiada atención a esta variable.
		Volumen Poroso	La capacidad de almacenamiento está directamente relacionada con el volumen poroso del yacimiento, entre más volumen poroso se presente, mayor será la capacidad almacenadora de la formación.

VARIABLE	ETAPA DEL ALMACENAMIENTO	FACTORES INVOLUCRADOS	EVALUACIÓN
		Presión del Yacimiento	Para realizar la inyección del gas dentro de la formación contenedora necesitamos superar la presión inicial que tenía el yacimiento en sus primeros inicios de producción, pero debemos de conservar la integridad del yacimiento y no crear fisuras que permitan la migración del gas.
		Espesor de la Formación Contenedora	Para el almacenamiento de gas en la formación mugrosa se cuenta con un espesor que varía entre los 1900 ft y 2400ft, de esta forma se puede evaluar gran cantidad de gas que puede contener la formación.
Control de la Migración	Quinta Etapa: Control y Retención de la Migración	Impermeabilidad de la Roca Sello	En almacenamiento para yacimiento agotado de petróleo o gas, pruebas para garantizar la impermeabilidad de la roca sello normalmente no se plantean y pero por el contrario para almacenamientos con manejo de agua estas pruebas son necesarias.
Capacidad de Extracción de Gas	Sexta Etapa: Capacidad de Entrega	Caudal	Capacidad de inyección la cual se refiere a caudal de gas efectivo que es posible inyectar diariamente en el depósito. El régimen de extracción máximo del gas almacenado, se caracteriza por limitarse según la resistencia al flujo en el pozo de producción y en las rocas porosas, por lo tanto se ve afectado según el depósito en el cual será realizado el proceso.

VARIABLE	ETAPA DEL ALMACENAMIENTO	FACTORES INVOLUCRADOS	EVALUACIÓN
		Numero Pozos	Los yacimientos agotados de aceite están caracterizados por que en el desarrollo sus instalaciones existen pozos de drenaje ya perforados, es necesario evaluar si esta cantidad de pozos es la requerida para proporcionar el máximo de entrega en el momento de venta del gas.
	Novena Etapa: Sistema de Compresión	Capacidad del Compresor	Es un factor limitante por su capacidad, debido a que en algunos casos se necesitan compresores simultáneos que generen las condiciones de compresión necesarias para obtener un gas de venta apropiado.
		Condiciones de Ventas del gas natural	Se deben cumplir por disposiciones legales, de no hacerlo el valor comercial de venta disminuye, pero en algunos casos el gas no se recibe en la custodia por parte de las empresas transportadoras. La empresa operadora desde mantener un control estricto de las condiciones de venta, donde la presión máxima está en el rango de 950-1150 psia y la temperatura no debe superar los 120 °F.

VARIABLE	ETAPA DEL ALMACENAMIENTO	FACTORES INVOLUCRADOS	EVALUACIÓN
Costo de Inversión		Tiempo de Construcción	El tiempo de construcción de almacenamiento para yacimientos agotados es menor al de otros tipo de yacimientos ya que en su mayoría se tiene los pozos suficientes para los procesos de inyección y extracción del gas natural, lo que indica que este el gasto en tiempo se reduce muchísimo al tener las instalaciones casi lista para comenzar los ciclos. Por supuesto una reducción en el tiempo de construcción genera directamente una disminución de los costos de inversión.
		índice de incertidumbre	El índice de incertidumbre en los almacenamientos de este tipo se reduce, al tener un conocimiento previo al diseño de estos proyectos sobre las condiciones geológicas, sobre las propiedades de yacimiento y los históricos de producción, en la etapa primaria de extracción de crudo, los cuales darán una visión a los operadores del comportamiento que presentaran estos reservorios y su vida útil.

VARIABLE	ETAPA DEL ALMACENAMIENTO	FACTORES INVOLUCRADOS	EVALUACIÓN
		Estado Mecánico de los Pozos	Aunque para este tipo de almacenamiento se tiene una disminución en los costos debido a que ya se tiene una gran cantidad de estos perforados, es necesario realizar el estudio de las condiciones en las que se encuentran todos estos pozos, si deben ser reabiertos o si están debidamente cementados.

9. CONCLUSIONES

- Con la investigación realizada en este proyecto se observa como el almacenamiento subterráneo, se convierte en una excelente herramienta, casi indispensable para la industria gasífera en todo el mundo debido a las altas demandas del recurso; por tanto el desarrollo de este proceso genera una fuente actual para garantizar el suministro de gas en la región
- El desarrollo de proyectos como el del almacenamiento subterráneo de gas, se convierten en una necesidad debido surgimiento de las normas legales implantadas por el ministerio de medio ambiente, en búsqueda de la disminución del impacto ambiental generados actualmente por la industria petrolera, para este caso en el Campo Colorado este modelo investigativo resuelve la necesidad del cumplimiento de las normas ambientales y busca generar operaciones amigables con el ambiente.
- Fueron evidentes las ventajas en la realización del proyecto de almacenamiento para un yacimiento agotado de petróleo o gas natural, como es el caso del Campo Colorado, el cual debido a sus propiedades geológicas, capacidad de almacenamiento y extracción, se clasificaría como el prototipo con menos factor de incertidumbre y costos de inversión.
- De acuerdo con el estudio, el análisis de las variables involucradas en el almacenamiento son el principal parámetro para el desarrollo del diseño de este tipo de procesos, ya que al tener los resultados de estas evaluaciones se evidencia los aciertos y desaciertos en la selección de un posible escenario de almacenamiento.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a seguir con la documentación sobre almacenamiento de gas subterráneo, debido a que de esta forma se conoce más a fondo el estado del arte del proceso, eliminando de esta forma la incertidumbre que lo rodea.
- Una vez planteada la metodología, es recomendable utilizar herramientas tecnológicas que permitan establecer un modelo más exacto frente a los especulados a partir de datos de producción.
- Es recomendable emplear diferentes campos empobrecidos de petróleo para el almacenamiento de gas subterráneo, o agotados de gas, en los cuales no se esté adelantando ningún tipo de proceso de recuperación mejorada para el caso de los agotados de aceite.
- Se sugiere emplear datos de producción más recientes una vez estén disponibles por parte de la oficina de Campo Escuela Colorado, con el fin de evaluar la viabilidad económica del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

ABDEL, Aal H. y MOHAMED. Petroleum and Gas Field Processing. New York: 1972.

ALMEIDA TELLEZ, Luis; Análisis Técnico Económico para el Uso del Gas Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander COLOMBIA. 2012.

ANLA Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. [en línea]. Licencias Ambientales, Bogotá. 2014 <<http://www.anla.gov.co/contenido>>.

BARY, Alexander. y HENZELL, Michel. Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. JournalSchlumberger. Agosto 2002.

CAMPO ESCUELA COLORADO. Informe final de liquidación del gas. Colombia, 2012

DEL VASTO, Gustavo A. Mercado del Gas. Universidad Industrial de Santander Colombia. 2013

DUAN, J. Daniel. y NAGLER, A. Peter. Gas Storage: Strategy, Regulation and Competitive Implication. The National Regulatory Research Institute. Columbus, Ohio 1990.

Empresa Colombiana de Petróleo. ECOPETROL S.A. [en línea]. Precios de Referencia del Gas Natural. Bogotá. 2012. <<http://www.ecopetrol.com.co>>.

ENGINEERING DATA BOOK. "Gas Processors Suppliers Association" GPSA, 12th ed. 2004.

GUERRERO, E. T. Practical Reservoir Engineering. Oklahoma, 1968.

KATZ, Donaldo. y VARY, John. Design of Gas Storage Fields. University of Michigan. Michigan Consolidate Gas Co.

PARRA, José D. Tips Generales Energía y Gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander Colombia, 2012.

MANTIA, Richard. W. Inventory Verification Isopore Volumetric Method, Underground Storage of Natural Gas-Theory an Practice. Kluwer Academic. Society of Petroleum Engineers, 1989.

MIGUEL DE, Fernando y FRUTOS, Luis. Almacenamientos Subterráneos de Gas. Una Importante Herramienta de Gestión Logística. Revista Petrolera. Octubre 2001.

MME. Ministerio de Minas y Energía. [en línea]. Informe Preliminar de Cobertura IV. <<http://www.minminas.gov.co/>>.

NTC 5613, Referencias Bibliográficas. Contenido, Forma y Estructura.

MUSKAT, M. Physical Principles of Oil Production. New York. Mc Graw-Hill Book Co. 1949.

OSPINO, Orlando miguel y CARPIO, Oscar Fabián. Evaluación de la Factibilidad para la Inyección del Gas Producido en Campo Escuela Colorado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander Colombia, 2012.

PARRA, José D. Tips Generales Energía y Gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander Colombia, 2012.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009

TEK, Rasin M. Errors and Uncertainty in Inventory Verification in Underground Storage. Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability. Michigan. 1996.