

**DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO DE CONTINGENCIA PARA
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN EL MUNICIPIO DE
ZIPAQUIRÁ, DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA COMO PLAN DECENAL
2021-2031.**

**VALENTINA GALÁN MARTÍNEZ
HELEN JULIETH MORALES PARDO**

**Proyecto Integral de Grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director de proyecto:
Adriángela Chiquinquirá Romero Sánchez.
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector:
Benjamín Alexis Garavito Linares
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2021

**NOTA DE
ACEPTACIÓN**

Adriángela C. Romero Sánchez

Jurado 1

Benjamín A. Garavito Linares.

Jurado 2

Bogotá, D.C., Junio 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Investigación

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

DEDICATORIA

Este logro lo dedicamos primordialmente a Dios, por darnos la fuerza y sabiduría para culminar esta etapa tan especial e importante. A nuestros padres por ser el mayor apoyo a lo largo de nuestras vidas, por formarnos en valores para ser mejores cada día y sobre todo por su incondicionalidad, sin ellos nada de esto sería posible. A nuestra familia por ser la principal motivación de nuestro esfuerzo y dedicación. A nuestros profesores, por formarnos como profesionales con su tiempo, experiencia y conocimiento transmitido.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Fundación Universidad de América y a sus docentes, por poner a disposición su tiempo y conocimientos para llevar a cabo el desarrollo del presente proyecto.

A nuestra directora la Ingeniera Adriángela Chiquinquirá y codirector, el Ingeniero Benjamín Garavito por su valioso apoyo y dirección.

Especiales agradecimientos al Ingeniero Jorge Ramos y a la abogada Myrian Martínez, quienes a través de su conocimiento, tiempo y guía nos permitieron culminar de manera óptima el presente proyecto.

A cada uno de los amigos y compañeros que nos apoyaron a lo largo de esta etapa.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables de los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	16
1.MARCO TEÓRICO	19
1.1. Gas natural	19
1.2. Ventajas del gas frente a otras energías	19
1.3. Gas natural en Colombia	21
1.3.1. <i>Reservas de gas natural</i>	21
1.3.2. <i>Producción</i>	23
1.3.3. <i>Transporte de gas en Colombia</i>	27
1.4. Red de gasoductos TGI	29
1.5. Almacenamiento estratégico de gas	33
1.6. Almacenamiento en cavernas de sal	36
1.6.1. <i>Aspecto técnico</i>	37
1.6.2. <i>Parámetros de selección de las formaciones salinas</i>	38
1.6.3. <i>Condiciones necesarias para el almacenamiento</i>	38
1.7. Sistemas de seguridad y condiciones aplicadas en otros países con posible adaptación en Colombia	40
1.7.1. <i>Tecnología de evaluación del sitio</i>	40
1.7.2. <i>Tecnología de diseño y control de las cavernas</i>	41
1.7.3. <i>Tecnología de diseño de parámetros de evaluación de la estabilidad y capacidad de almacenamiento</i>	41
1.7.4. <i>Tecnología antigua de detección y utilización de cavernas</i>	41
1.7.5. <i>Tecnología de supervisión y funcionamiento del almacenamiento de gas</i>	43
1.8. Características y parámetros geológicos y geofísicos de los yacimientos de sal de otros países.	48
1.8.1. <i>Estructura geológica interna del depósito de sal</i>	49

1.8.2. <i>Litología y mineralogía</i>	49
1.9. Cavernas de sal de Zipaquirá	53
2.METODOLOGÍA Y DATOS	55
2.1. Fase I. Adaptación y comparación de datos de almacenamiento en cavernas para su aplicabilidad en Colombia.	55
2.2. Fase II. Planteamiento de posible marco legal para almacenamiento de gas en cavernas salinas.	57
2.2.1. <i>Constitución Política de Colombia</i>	59
2.2.2. <i>Código de Petróleos Establecido en el Decreto 1056 de 1953</i>	61
2.2.3. <i>Decretos reglamentarios</i>	63
2.2.4. <i>Normatividad ambiental</i>	64
2.2.5. <i>Normatividad Internacional</i>	65
2.3. Fase III. Diseño de plan estratégico de almacenamiento de gas en cavernas de sal.	69
2.4. Fase IV. Desarrollo de la simulación para almacenamiento de gas en Zipaquirá	69
2.4.1. <i>I/O Control</i>	72
2.4.2. <i>Reservoir</i>	72
2.4.3. <i>Components</i>	75
2.4.4. <i>Rock-Fluid</i>	77
2.4.5. <i>Initial Conditions</i>	78
2.4.6. <i>Wells&Recurrent</i>	79
2.5. Fase V. Evaluación financiera de la implementación del plan estratégico.	85
2.5.1. <i>Análisis de costo de inversión y operación (CAPEX y OPEX)</i>	85
2.5.2. <i>Ingresos</i>	91
2.5.3. <i>Cálculo del indicador Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)</i>	92
3.RESULTADOS Y ANÁLISIS	95
3.1. Requisitos y/o criterios de selección para el almacenamiento estratégico de gas natural	95

3.1.1. <i>Requisitos de la persona natural o jurídica que realizara la actividad</i>	101
3.1.2. <i>Requisitos de la caverna salina</i>	102
3.1.3. <i>Requisitos de carácter laboral.</i>	103
3.2. Plan estratégico de almacenamiento de gas natural en cavernas salinas	103
3.2.1. <i>Exploración e Investigación</i>	104
3.2.2. <i>Simulación</i>	105
3.2.3. <i>Evaluación de impacto ambiental (EIA)</i>	105
3.2.4. <i>Normatividad</i>	105
3.2.5. <i>Construcción</i>	106
3.2.6. <i>Operación y mantenimiento</i>	118
3.2.7. <i>Desmantelamiento</i>	133
3.3. Análisis de simulación de almacenamiento de gas natural en formaciones salinas	133
3.3.1. <i>Análisis de sensibilidad</i>	139
3.4. Evaluación financiera	147
3.4.1. <i>CAPEX</i>	147
3.4.2. <i>OPEX</i>	150
3.4.3. <i>Ingresos</i>	152
3.4.4. <i>Indicador financiero CAUE</i>	152
4.CONCLUSIONES	156
BIBLIOGRAFÍA	
1669	
ANEXOS	166

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Producción mundial de energía	21
Figura 2. Reservas de gas natural en Colombia	22
Figura 3. Principales cuencas y campos de gas natural en Colombia	23
Figura 4. Evolución del consumo de gas natural 1996 - 2019	24
Figura 5. Porcentaje de producción de gas natural por campo para el año 2019	27
Figura 6. Red de Gasoductos en Colombia	29
Figura 7. Estaciones de compresión de la troncal TGI	30
Figura 8. Gasoductos y distritos operados por TGI	31
Figura 9. Mapa de infraestructura TGI - Llanos Orientales	33
Figura 10. Volúmenes de gas para el almacenamiento estratégico.	35
Figura 11. Almacenamiento cavidad salina	37
Figura 12. Condiciones de evaluación para cavernas antiguas	42
Figura 13. Aspectos para la transformación de una caverna antigua	43
Figura 14. Sistema de monitoreo de seguridad en Jintan (China)	44
Figura 15. Válvulas de seguridad para almacenamiento de gas	45
Figura 16. Metodología para la evaluación cuantitativa de riesgo	47
Figura 17. Criterios de integridad de la caverna	48
Figura 18. Parámetros geológicos para el almacenamiento de gas en cavernas de sal	52
Figura 19. Mapa de Zipaquirá	53
Figura 20. Ubicación yacimiento de sal de Zipaquirá	54
Figura 21. Metodología de la investigación.	55
Figura 22. Aspectos de cumplimiento de funciones del Estado	59
Figura 23. Descripción de los criterios de evaluación de aspectos ambientales	68
Figura 24. Ventana para la configuración del simulador.	71
Figura 25. Secciones Builder	71
Figura 26. Dimensiones Grid	73
Figura 27. Definición del Grid o malla de simulación	74

Figura 28. Creación modelo de fluido Gas / Agua	76
Figura 29. Generación PVT mediante correlaciones	76
Figura 30. Ventana de configuración PVT del modelo de fluido.	77
Figura 31. Propiedades de interacción roca fluido.	78
Figura 32. Condiciones iniciales	79
Figura 33. Creación del pozo Zip - 1I (Inyector)	80
Figura 34. Creación del pozo Zip - 1P (Productor)	80
Figura 35. Perforación de Pozos Zip - 1I y Zip - 1P	81
Figura 36. Restricciones de operación del pozo Zip-1I	83
Figura 37. Restricciones de operación del pozo Zip-1P	83
Figura 38. Función VNA en Excel.	94
Figura 39. Medios afectados en el almacenamiento de gas natural.	97
Figura 40. Etapas Plan Estratégico de almacenamiento de gas natural en cavernas salinas	104
Figura 41. Mapa de distribución de las minas de sal de Zipaquirá	107
Figura 42. Estado mecánico de posible perforación	110
Figura 43. Etapas para el desarrollo de la cavidad salina	111
Figura 44. Diagrama de flujo de métodos para desarrollo de cavidad.	112
Figura 45. Registro sonar de calibración	114
Figura 46. Dimensiones de la posible caverna salina	115
Figura 47. Construcción de cavidad salina	115
Figura 48. Diagrama de procesos de Lixiviación	116
Figura 49. Factores atmosféricos para el almacenamiento de salmuera	117
Figura 50. Operaciones de inyección y extracción	118
Figura 51. Instalaciones de acondicionamiento del gas (Inyección)	119
Figura 52. Trampa de rascadores	120
Figura 53. Medidor de ultrasonido	121
Figura 54. Motocompresor a eléctrico	122
Figura 55. Aerorrefrigerador	123
Figura 56. Inyección de metanol	124
Figura 57. Separadores	125

Figura 58. Torres de secado	126
Figura 59. Gráfica humedad del gas natural	127
Figura 60. Torres de regeneración del TEG	128
Figura 61. Sistema de odorización	129
Figura 62. Sistema de tuberías	130
Figura 63. Diagrama de procesos para la operación del almacenamiento de gas natural en el yacimiento de sal de Zipaquirá	132
Figura 64. Definición de la geometría de la caverna simulada	133
Figura 65. Vista 3D de la malla creada (Grid Top)	134
Figura 66. Propiedad de porosidad	135
Figura 67. Propiedad de permeabilidad	136
Figura 68. Pozo inyector Zip-1	138
Figura 69. Evaluación de tasas de inyección	139
Figura 70. Selección de tasas de inyección	140
Figura 71. Tasa = 18M SCF/día, K = Variable, GG=0.546	142
Figura 72. Tasa = 18M ft ³ /día, K = 100D, GG=Variable	144
Figura 73. Viscosidad del gas Vs Presión	145
Figura 74. Ciclos de operación de almacenamiento, 18M ft ³ /día.	146
Figura 75. Flujo de caja almacenamiento estratégico de gas natural, Fase I.	153
Figura 76. Flujo de caja almacenamiento estratégico de gas natural, Fase II.	153
Figura 77. Flujo de Caja Neto para la Fase II.	154

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Producción fiscalizada de gas en principales cuencas de Colombia para el año 2019.	25
Tabla 2. Campos principales de producción de gas natural en Colombia.	26
Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas natural para transporte.	28
Tabla 4. Gasoductos para el transporte del gas natural al almacén salino en Zipaquirá	32
Tabla 5. Distritos por los que pasaría el gas natural al almacén salino en Zipaquirá	32
Tabla 6. Compresores por los que pasaría el gas natural al almacén salino en Zipaquirá	32
Tabla 7. Cuadro comparativo para almacenamiento de gas natural	34
Tabla 8. Alternativas tecnológicas de subsuelo para almacenamiento de gas	36
Tabla 9. Resumen de información bibliográfica - Sistemas de seguridad.	56
Tabla 10. Resumen de información bibliográfica - Parámetros geológicos y geofísicos.	57
Tabla 11. Datos básicos para la creación del modelo de la cavidad salina	70
Tabla 12. Datos input de geometría de la malla	72
Tabla 13. Distribución de capas para creación de la malla de simulación	73
Tabla 14. Propiedades de la caverna de sal	75
Tabla 15. Estructura de costos de la caverna	85
Tabla 16. ítems considerados para el cálculo del CAPEX de la primera fase.	86
Tabla 17. ítems considerados para el cálculo del CAPEX de la segunda fase.	87
Tabla 18. ítems considerados para el cálculo del OPEX	89
Tabla 19. Actividades por etapa del almacenamiento de gas natural	97
Tabla 20. Causas de impacto de los aspectos ambientales (Medio Físico).	98
Tabla 21. Causas de impacto de los aspectos ambientales (Medio Biótico).	99
Tabla 22. Causas de impacto de los aspectos ambientales (Paisaje).	99

Tabla 23. Causas de impacto de los aspectos ambientales (Medio Socioeconómico).	100
Tabla 24. Concentración máxima de gases para la catedral de sal	108
Tabla 25. Parámetros de posible perforación en yacimiento de sal de Zipaquirá	109
Tabla 26. Sistemas de seguridad para la evacuación de gases	131
Tabla 27. Tiempos de inyección (1M – 10 M SCF/día)	140
Tabla 28. Tiempos de inyección (10M – 20 M SCF/día)	141
Tabla 29. Condiciones de operación de la cavidad salina simulada	147
Tabla 30. Costos asociados CAPEX Fase I.	148
Tabla 31. Costos asociados CAPEX Fase II.	149
Tabla 32. Costos asociados OPEX Fase I.	150
Tabla 33. Costos asociados OPEX Fase II.	151
Tabla 34. Cálculo de costos variables.	152

RESUMEN

El gas natural es una de las fuentes de energía con mayor importancia a nivel mundial, su almacenamiento es uno de los factores más importantes para asegurar la disponibilidad para su consumo. Colombia no cuenta actualmente con un almacenamiento de gas natural para contingencias que puedan presentarse.

En este sentido, el presente proyecto plantea un plan estratégico de contingencia para el almacenamiento de gas natural en cavernas de sal del municipio de Zipaquirá, el cual incluye las etapas de exploración e investigación, simulación, evaluación de impacto ambiental, normatividad, construcción, operación/mantenimiento y desmantelamiento.

Se evaluaron las condiciones necesarias para llevar a cabo el proyecto, considerando variables como: gran extensión, contenido superior al 80% de NaCl, profundidad de la formación de sal superior a 1000 m.

Se plantean los posibles requisitos y/o criterios para implementar esta tecnología en Colombia, a través de un análisis de aspectos ambientales y un análisis de derecho comparado.

Se propone una caverna con forma cilíndrica con unas dimensiones de 50 m de diámetro y 100 m de profundidad, la cual tiene un volumen de 196.349,54m³ lo que equivale a una capacidad de almacenamiento de 590 M SCF de gas natural. Se estima una tasa de inyección de 18M SCF/día para alcanzar la capacidad máxima en 30 días.

Finalmente, se evalúa financieramente el almacenamiento subterráneo en la caverna salina planteada, dividiendo el proyecto en dos fases, la primera comprende la construcción de pozos y desarrollo de la caverna y la segunda la operación de almacenamiento.

Palabras clave: Almacenamiento subterráneo, cavernas de sal, gas natural.

INTRODUCCIÓN

Debido al crecimiento paulatino de la demanda de petróleo y gas, ha impulsado a la necesidad de establecer almacenamientos estratégicos de grandes volúmenes de hidrocarburos. “Actualmente, la cantidad de almacenamientos subterráneos superan las 600 instalaciones en todo el mundo, la mayoría están ubicadas en Estados Unidos y Europa; cabe aclarar que el continente asiático en los últimos años se ha distinguido por el desarrollo de proyectos relacionados a la viabilidad y construcción de almacenamientos subterráneos de gas.” [1]

«A comienzos de los años 50's, la industria petrolera ha puesto su confianza en el almacenamiento en cavernas subterráneas, ya que gracias a su infraestructura se convierte en una alternativa para incrementar la confiabilidad y gestionar los picos de demanda, así mismo trae consigo ventajas comparativas con respecto al almacenamiento en superficie ya que involucra menores riesgos, representa menores costos en construcción y operatividad, mayor aceptación ambiental, proporciona mayores volúmenes de almacenaje a precios más bajos y, cuando son construidos y monitoreados de forma cuidadosa, mayores márgenes de seguridad.» [2]

Hoy en día existe poco interés en desarrollar planes de almacenamiento diferentes a los ya existentes; toda vez que el apoyo en la parte investigativa en este tema es muy escaso. Es por eso, que no existen estrategias de gestión de almacenamiento en momentos de contingencia, esto debido a falta de estudios en cuanto a la viabilidad técnica, económica y financiera de la implementación de estos almacenamientos estratégicos de gas natural en el subsuelo. Siendo que Colombia cuenta con la existencia de transporte de troncales de Gas Natural que permitiría el abastecimiento para el almacenamiento estratégico del Gas; Sin embargo, existe una ausencia de un almacenamiento estratégico planificado para el sector donde se hace el planteamiento.

Así las cosas, nos lleva a la **“Necesidad de establecer un criterio de selección para almacenamiento estratégico de hidrocarburos como plan decenal 2021 - 2031 para el departamento de Cundinamarca y Distrito Capital, específicamente para el gas natural”**, a fin de mantener la sostenibilidad de los volúmenes de gas para el almacenamiento. Debido a los diferentes momentos y situaciones de contingencia, se produce reducciones en el consumo del Gas Natural a nivel industrial, conllevando de igual forma a una reducción de ingresos asociados al consumo del combustible.

Este proyecto busca dar a conocer que el almacenamiento de gas natural juega un papel fundamental, a través de **Diseñar un plan estratégico para el almacenamiento subterráneo en minas de sal del departamento de Cundinamarca, municipio de Zipaquirá, como plan decenal 2020-2031, específicamente para gas natural**. Siendo delimitado por los objetivos específicos descritos a continuación:

- ✓ Analizar el comportamiento del almacenamiento estratégico de gas natural, estableciendo sistemas de seguridad y condiciones aplicadas en otros países para su posible adaptación en Colombia, integrando criterios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad.
- ✓ Estudiar las características y parámetros geológicos y geofísicas de los yacimientos de sal de casos base de otros países que permitan la comparación con respecto a los yacimientos de sal ubicados en el Municipio de Zipaquirá.
- ✓ Identificar la normatividad vigente en Colombia que regula el transporte y almacenamiento de gas natural; que permita la generación de requisitos y/o criterios de selección para el almacenamiento estratégico del Gas Natural en cavernas salinas del Municipio de Zipaquirá.
- ✓ Diseñar el plan estratégico de almacenamiento de Gas Natural basado en los parámetros más significativos que permitan la habilitación del plan estratégico de almacenamiento en yacimientos de sal.

- ✓ Realizar la simulación de la implementación del plan estratégico de almacenamiento en las cavernas salinas, para el estudio de la viabilidad técnica de su implementación.
- ✓ Evaluar financieramente la implementación del plan estratégico de almacenamiento de Gas Natural en depósitos de sal mediante el indicador financiero “Costo Anual Uniforme Equivalente” (CAUE).

De esta forma se da a conocer las ventajas estratégicas que representa el almacenamiento estratégico tanto para el sector energético como para el crecimiento de la economía y seguridad nacional, y por qué no, al paso de los años convertirnos en un país cada vez más autosuficiente en la materia.

El presente trabajo de grado, está conformado por cuatro capítulos que corresponden a, un Marco Teórico en el cual se incluyen generalidades del gas natural en la industria, el almacenamiento en cavernas y los requerimientos para llevarlo a cabo; un capítulo dedicado a la Metodología y Datos en el que se da una explicación detallada al desarrollo de cada uno de los objetivos planteados, los datos y procedimientos utilizados para el plan estratégico y el marco legal, además de las ecuaciones y cálculos necesarios en la simulación y análisis financiero; otro capítulo dedicado a Resultados de la investigación y Análisis en el que se plantea el plan estratégico final para llevar a cabo el almacenamiento de gas natural en cavernas de sal, el marco normativo diseñado para la aplicación de esta tecnología en Colombia, además de una matriz de impacto ambiental y por último el resultado de viabilidad financiera del proyecto y un último capítulo en el que se presentan las conclusiones de la investigación.

1. MARCO TEÓRICO

Este capítulo describe las temáticas necesarias asociadas al desarrollo del presente proyecto, con el fin de contextualizar y ser una guía para el lector. Por ende, se incluyen conceptos como lo es el gas natural, sus ventajas y su posición en el mercado. Además de esto, los tipos de almacenamiento estratégico, las troncales de transporte y por último una descripción referente al sitio objeto de estudio.

1.1. Gas natural

El gas natural es un recurso energético no renovable de origen fósil. Se formó en la ventana geológica comprendida entre 140 a 65 millones de años atrás, cuando diferentes tipos de sedimentos experimentaron procesos de diagénesis, que generaron la formación de este hidrocarburo, por medio de condiciones como lo es presiones y temperaturas altas, ausencia de oxígeno y presencia de bacterias anaeróbicas.[1]

Su composición típica es 81,66% metano, 11,61% etano, 1,92% propano, 0,23% i-butano, 0,22% n-pentano. Además, presenta en menor composición impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono, hidrógeno y helio dependiendo de las condiciones del yacimiento. El contenido de estos últimos afecta la condición del gas, por esta razón se deben separar del metano para alcanzar la pureza necesaria.[4]

1.2. Ventajas del gas frente a otras energías

El gas natural es una energía que respeta el medio ambiente, es el mejor combustible fósil y el más eficiente. Las emisiones de dióxido de carbono, procedentes de este son aproximadamente un 40-45% menos que las de carbón y un 20-30% por debajo de las del petróleo, produciendo menor efecto invernadero.

Además, el coste del gas natural es muy estable y ha presentado una menor oscilación en los últimos 10 años, lo que lo convierte en una energía competitiva.[1]

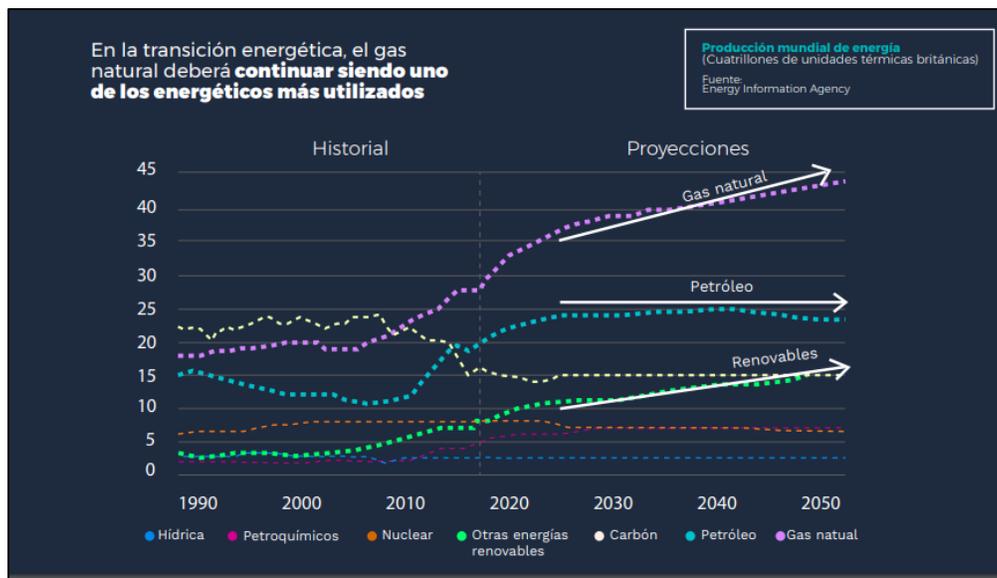
El petróleo ha venido sufriendo descenso en su consumo, esto debe principalmente a su alto grado de contaminación producido por sus derivados, como lo es el diésel y las gasolinas, lo que provoca mayor emanación de dióxido de carbono (CO₂), siendo éste el causante de aumento del calentamiento global.

Por consiguiente, se ha podido observar una disminución progresiva asociada a las reservas de crudo, contrario al comportamiento a las reservas de gas; lo que conlleva a las naciones buscar sustitutos del petróleo, siendo el gas la mejor alternativa por su estructura y su bajo nivel de contaminación, convirtiéndose así en el nuevo centro de atención para los mercados energéticos internacionales.[5]

Como se observa en la Figura 1, existe mayor incremento en la proyección energética para el gas natural en comparación al petróleo y las energías renovables.
[6]

Figura 1.

Producción mundial de energía



Nota. La figura muestra el histórico y proyección de producción mundial de energía, entre los años 1990 y 2050. Tomado de: D. Mesa Puyo, “Gas natural en Colombia retos y oportunidades” Bogotá, Colombia, presentado a la clase, Minenergía, Bogotá, Colombia, (s.f.). [Diapositivas de PowerPoint]. Disponible: <https://cutt.ly/ZbAUMp0>. [Acceso: Enero 27, 2021]

1.3. Gas natural en Colombia

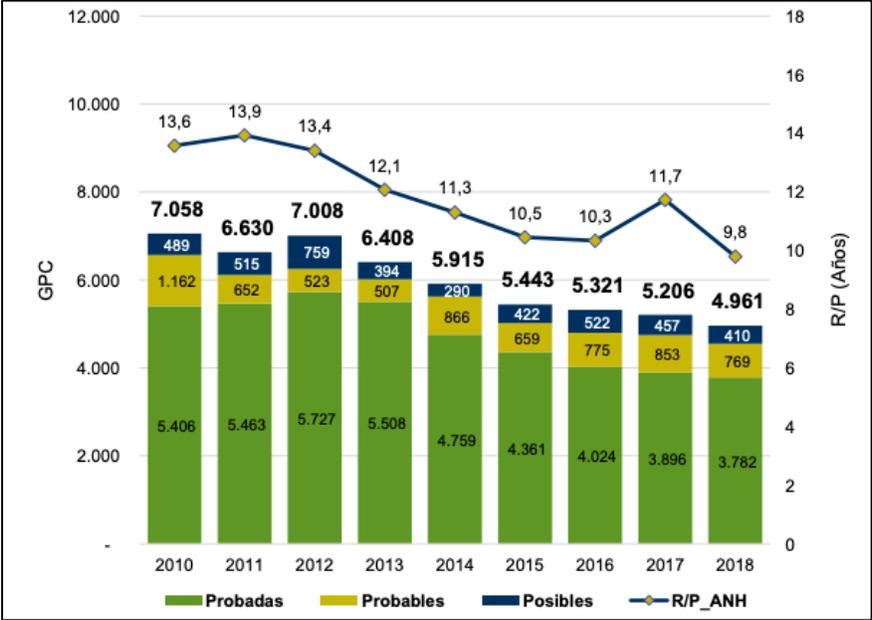
El gas natural en Colombia es una de las principales fuentes de energía, la cual según escenarios pronosticados por entidades como la UPME y la ANH presentará un incremento del 1,25% para el periodo 2019-2033. A continuación, se mostrarán datos importantes como reservas, producción, transporte, entre otros.

1.3.1. Reservas de gas natural

De acuerdo con la información suministrada por la ANH, a 31 de diciembre de 2018, se contabilizaron 4.9 Terapiés cúbicos, de los cuales 3,78 TPC corresponden

a reservas probadas; 0,77 TPC a reservas probables y 0,41 TPC a reservas posibles. Estos datos se ven reflejados para cada año en la Figura 2. [7]

Figura 2.
Reservas de gas natural en Colombia



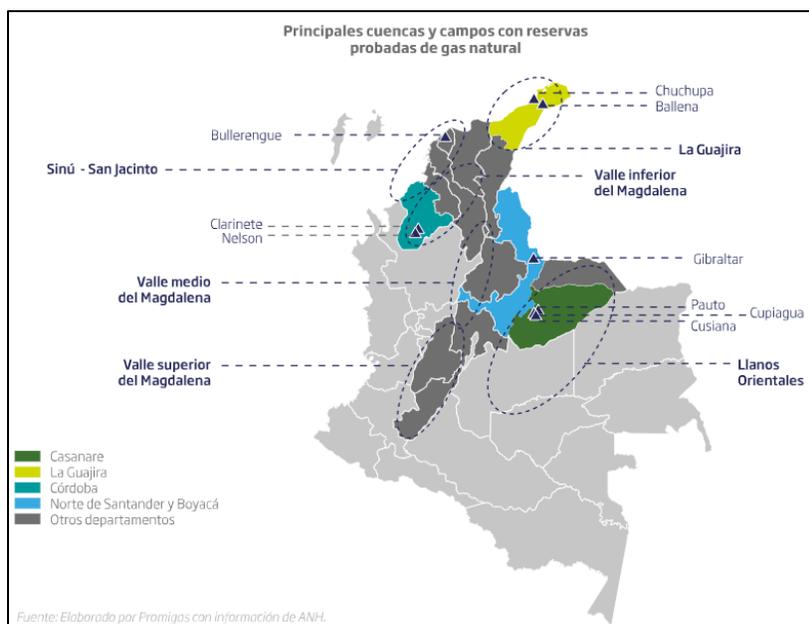
Nota. La figura ilustra comportamiento de las reservas probadas, probables y posibles para Colombia, en el rango de tiempo del año 2010 al 2018. Tomado de: UPME., *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*, documento de consulta. Ministerio de minas y energía, UPME, Bogotá, Colombia, 2020. [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/ybAluOW>.

Con estos valores y partiendo de una producción de gas en el año 2018, equivalente a 386 millones de giga pies cúbicos, se calcula una relación reservas / producción de 9.8 años.[7]

Las reservas probadas se distribuyen a lo largo del país, teniendo zonas con mayor participación, como se ilustra en la Figura 3.

Figura 3.

Principales cuencas y campos de gas natural en Colombia



Nota. La figura señala la ubicación de los campos y cuencas de las zonas con reservas probadas. Tomado de: Promigas. (s.f.). “Gas natural en Colombia”. [En línea]. <https://cutt.ly/LbAlqtV>. [Acceso: Febrero 13, 2021].

Es de resaltar la posición de la cuenca de los Llanos Orientales la cual cuenta con el 60% de reservas probadas, las siguientes cuencas con mayor acumulación son La Guajira con un 15.4% y el Valle Inferior del Magdalena con 13.4%. [7]

El panorama de reservas de gas para Colombia es positivo, existen diversos factores a su alrededor que generan expectativas las cuales a largo plazo podrían llegar a integrar la curva de oferta de gas natural del país.

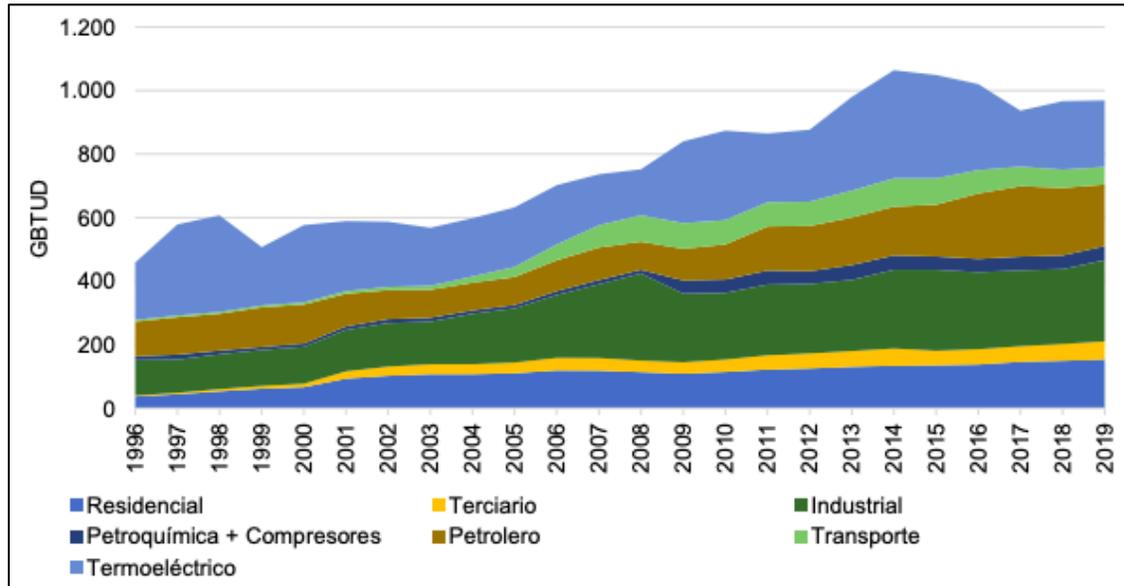
1.3.2. Producción

El consumo de gas natural proviene principalmente de tres diferentes mercados; sector residencial y comercial, industrial y generación de electricidad. En Colombia

este consumo ha ido incrementando a través de los años como se muestra en la Figura 4.

Figura 4.

Evolución del consumo de gas natural 1996 - 2019



Nota. La gráfica muestra el comportamiento anual del consumo de gas natural de cada uno de los sectores en Colombia desde el año 1996 hasta el 2019. Tomado de: UPME, “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural” Bogotá, Colombia, agosto 2020. [PDF]. Disponible: <https://cutt.ly/dbAlbiu>. [Acceso: Febrero 15, 2021].

Teniendo en cuenta el incremento en el consumo de este recurso, el país debe estar en la capacidad de responder ante la demanda energética, por esta razón, es de gran importancia la producción de gas. En la Tabla 1, se muestran las principales cuencas productoras de este combustible.

Tabla 1.

Producción fiscalizada de gas en principales cuencas de Colombia para el año 2019.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA (Gpc)	AÑO
CUENCA	2019
Llanos Orientales	590
Valle del Magdalena	107
Superior	9
Medio	22
Inferior	76
La Guajira	68
Sinú - San Jacinto	6
Cuencas Menores	15

Nota. La tabla contiene información de la producción de gas natural en Gpc para el año 2019 de las principales cuencas de Colombia. Tomado de: Promigas. (s.f.). “Gas natural en Colombia”. [En línea]. <https://cutt.ly/LbAlgtV>. [Acceso: Febrero 13, 2021].

La mayor producción para el año 2019 se presentó en la cuenca de los Llanos Orientales, seguido del Valle del Magdalena. En la Tabla 2. se observan los principales campos productores de gas que hacen parte de algunas de las cuencas mencionadas anteriormente.

Tabla 2.

Campos principales de producción de gas natural en Colombia.

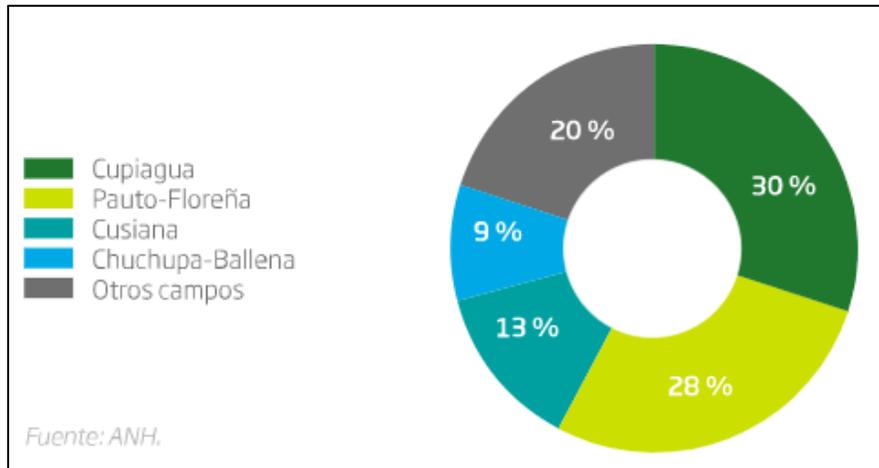
Campo	Producción (Mpc/d)	Contrato	Operador	Departamento
Pauto Sur	425	Piedemonte	Equion	Casanare
Cupiagua	316	Cupiagua	Ecopetrol	Casanare
Cupiagua Sur	165	Cupiagua Sur	Ecopetrol	Casanare
Chuchupa	125	Guajira	Chevron	Guajira
Floreña	115	Piedemonte	Equion	Casanare
Cusiana	105	Tauramena	Ecopetrol	Casanare
Cupiagua Liria	101	Receptor	Ecopetrol	Casanare

Nota. La tabla contiene información asociada a producción, contrato, operador y departamento de los campos con mayor producción de gas natural para el año 2019. Tomado de: ANH. (s.f.). “Producción mensual de hidrocarburos”. [En línea]. <https://cutt.ly/CbAlIQG>. [Acceso: Febrero 15, 2021].

Aunado a lo anterior, en la Figura 5 se muestra el comportamiento porcentual de participación en la producción de gas de los campos.

Figura 5.

Porcentaje de producción de gas natural por campo para el año 2019



Nota. La gráfica ilustra el aporte de los campos a la producción de gas. Tomado de: Promigas. (s.f.). “Gas natural en Colombia”. [En línea]. <https://cutt.ly/LbAlgtV>. [Acceso: Febrero 13, 2021].

Se evidencia gran aporte por parte de los campos Cupiagua y Pauto-Floreña, los dos ubicados en el departamento de Casanare, lo cual reitera una vez más, que la cuenca de los llanos orientales es la principal productora de gas natural en Colombia.

1.3.3. Transporte de gas en Colombia

Como se evidenció anteriormente las mayores reservas de gas natural se encuentran por lo general en regiones remotas, alejadas de las grandes ciudades y puntos de consumo, por esta razón resulta necesario la creación de diferentes alternativas para el transporte y almacenamiento del fluido.

El transporte de gas natural se realiza por lo general, mediante grandes redes de tuberías interconectadas llamadas gasoductos, los cuales deben cumplir con condiciones específicas al igual que el gas para su respectivo transporte y de esta

manera efectuar la operación de manera eficiente y segura, situación que se evidencia en la Tabla 3.

Tabla 3.

Especificaciones de calidad del gas natural para transporte.

Parámetros de calidad	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto	1,150 BTU/SCF
Mínimo poder calorífico bruto	950 BTU/SCF
Contenido de líquido	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	0,25 grano/100SCF
Contenido total de azufre máximo	1 grano/100SCF
Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%
Contenido N ₂ máximos en % volumen	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%
Contenido de O ₂ máximo en % volumen	0,10%
Contenido de agua máximo	6 lb/MSCF
Temperatura de entrega máximo	120°F
Temperatura de entrega mínima	40 °F
Contenido máximo polvos y material de suspensión	0,7 grano/100SCF

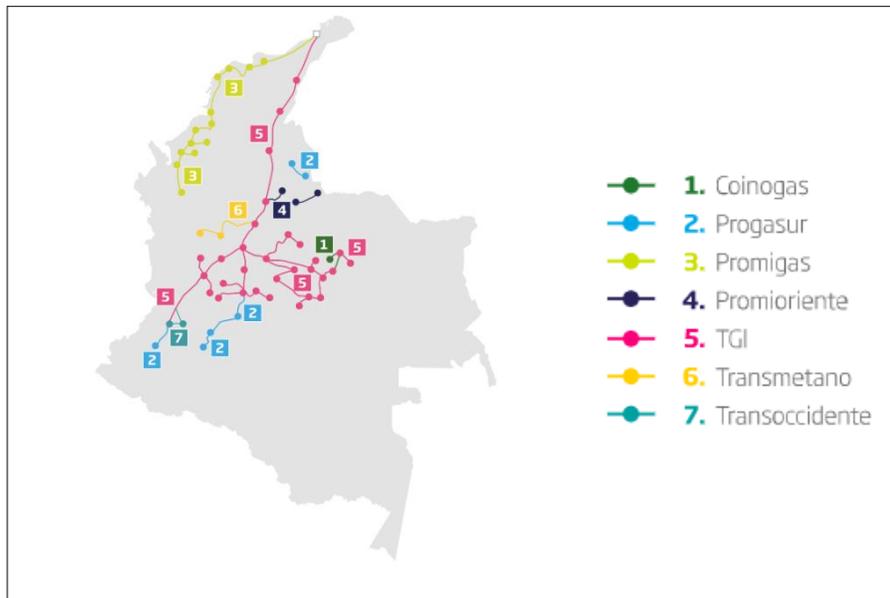
Nota. En la tabla se muestra los parámetros que debe cumplir el gas para ser transportado. Tomado de: D. S. Albarracín B., M. C. Arango T., *Diseño del sistema virtual y la red de distribución de gas natural en el municipio de Bucarasica desde el campo cerro gordo*, tesis pregrado. Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019. [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/VbAl3Oj>.

En Colombia existe una red de gasoductos que permite el transporte del combustible desde las locaciones de producción a los centros de distribución, atravesando montañas, valles y ríos. Cabe aclarar que entre más grande sea la red, mayor cantidad de territorio va a tener acceso al uso y consumo de este combustible.

En la Figura 6, se puede observar la distribución de troncales de transporte pertenecientes a empresas transportadoras como Coinogas, Progasur, Promigas, Promioriente, TGI, Transmetano y Transoccidente.

Figura 6.

Red de Gasoductos en Colombia



Nota. La figura muestra la disposición de los gasoductos que presenta cada una de las transportadoras de gas en Colombia. Tomado de: Promigas. (s.f.). “Gas natural en Colombia”. [En línea]. <https://cutt.ly/LbAlgtV>. [Acceso: Febrero 13, 2021].

TGI y Promigas se destacan por tener la mayor cobertura de gasoductos en el territorio; TGI tiene una participación del 54% mientras que Promigas del 34%, el restante corresponde a las demás transportadoras.

1.4. Red de gasoductos TGI

La amplia red de gasoductos que tiene TGI favorece el desarrollo del proyecto, toda vez que tiene cobertura en el lugar objeto de estudio, lo que permite la conexión tanto de los llanos Orientales como la zona costera con el municipio de Zipaquirá.

A continuación, se muestran las convenciones implementadas en el mapa de infraestructura de la troncal TGI, con el fin de identificar los tramos que atraviesa el

gasoducto para el transporte de gas natural desde los llanos Orientales al municipio de Zipaquirá.

Figura 7.

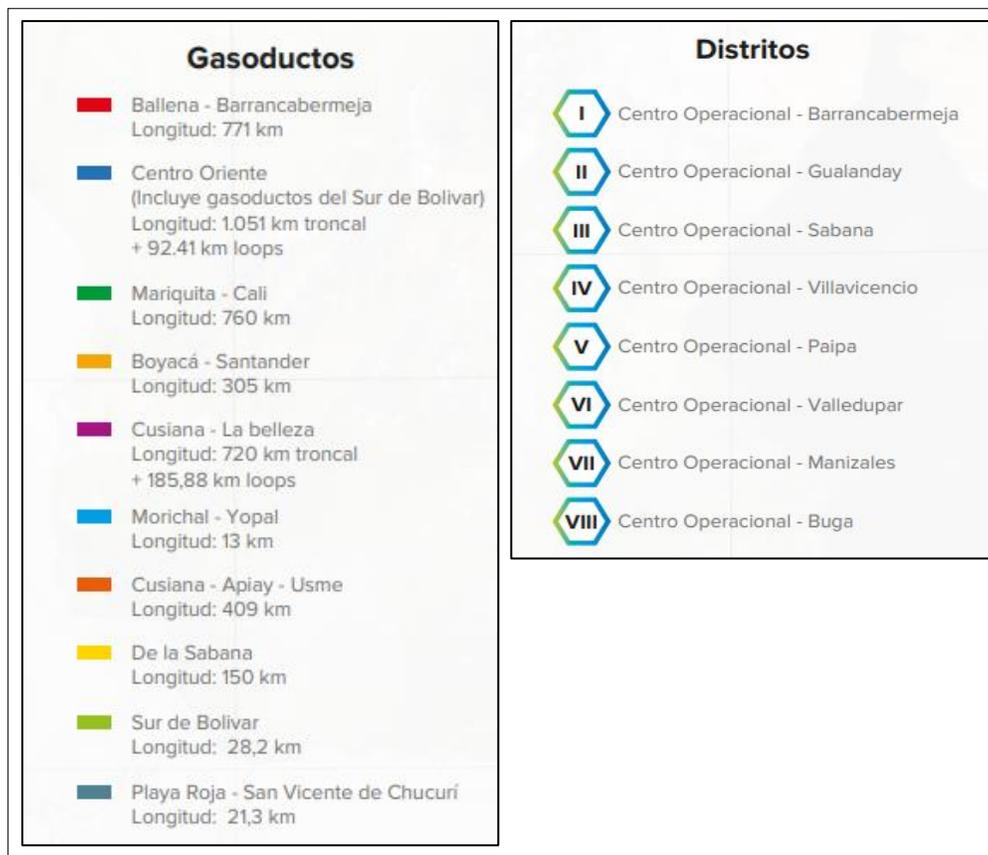
Estaciones de compresión de la troncal TGI



Nota. La figura ilustra las estaciones de compresión implementadas y las estaciones de compresión proyectadas por la transportadora TGI. Tomado de: TGI. (s.f.). “Mapa Infraestructura TGI”. [Acceso: junio 12, 2020].

Figura 8.

Gasoductos y distritos operados por TGI



Nota. La figura ilustra las convenciones utilizadas para diferenciar los diferentes distritos por los que pasan los gasoductos de la transportadora TGI. Tomado de: TGI. (s.f.). “Mapa Infraestructura TGI”. [Acceso: junio 12, 2020].

En el recorrido que haría el gas natural durante su transporte desde los Llanos Orientales hasta el municipio de Zipaquirá, recorrería 3 gasoductos, 2 distritos y durante el mismo pasaría por 5 compresores.

Tabla 4.

Gasoductos para el transporte del gas natural al almacén salino en Zipaquirá

Gasoducto	Longitud (Km)
Cusiana - Apiay – Usme 0.72	409
Cusiana - La belleza	720
Centro Oriente	1051

Nota. La tabla ilustra los gasoductos por los que sería transportado el gas natural y las longitudes correspondientes.

Tabla 5.

Distritos por los que pasaría el gas natural al almacén salino en Zipaquirá

Distrito	Centro Operacional
III	Sabana
IV	Villavicencio

Nota. La tabla ilustra los distritos por los que pasaría el gas natural y la ubicación de los centros operacionales.

Tabla 6.

Compresores por los que pasaría el gas natural al almacén salino en Zipaquirá

Compresor	Ubicación	Unidades	HP
P	Villavicencio	2	2760
L	Apiay	3	1237
O	Paratebuena	3	5040
J	Miraflores	6	22055
I	Puente Guillermo	8	20140

Nota. La tabla ilustra los compresores que están instalados en el trayecto que realizaría el gas natural, su ubicación, la cantidad y a qué potencia operan.

La industria petrolera ha puesto su confianza en el almacenamiento en cavernas subterráneas, ya que gracias a su infraestructura se convierte en una alternativa para incrementar la confiabilidad , así mismo trae consigo ventajas comparativas con respecto al almacenamiento en superficie ya que involucra menores riesgos, representa menores costos en construcción y operatividad, mayor aceptación ambiental, proporciona mayores volúmenes de almacenaje a precios más bajos y, cuando son construidos y monitoreados de forma cuidadosa, mayores márgenes de seguridad. [1]

Tabla 7.

Cuadro comparativo para almacenamiento de gas natural

	Vulnerabilidad	Inversiones por volumen de gas almacenado	Volumen almacenado
Tanque Superficiales	Alta	Alta	Baja
Almacenamientos subterráneos	Muy baja	Baja	Alta

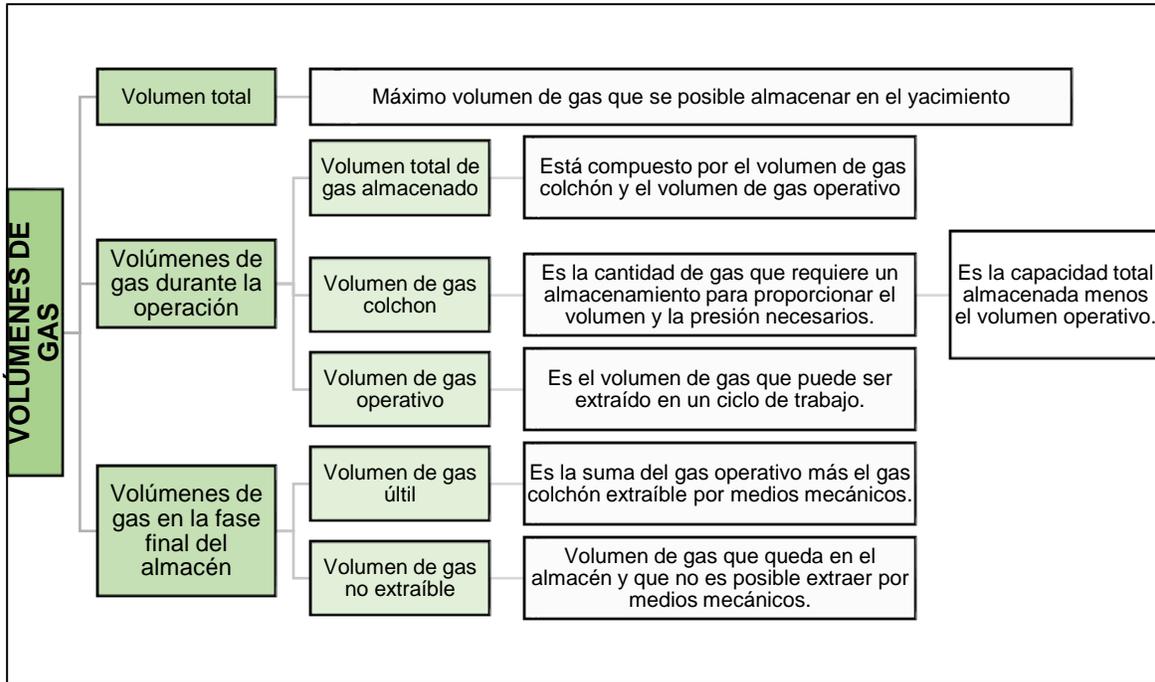
Nota. La tabla compara el almacenamiento de gas tanto en superficie como en subsuelo.

Este almacenamiento subterráneo puede efectuarse en tres tipos de formaciones geológicas, yacimientos agotados de crudo/gas, acuíferos o en cavernas de sal. Cada una de ellas con ventajas comparativas según la disponibilidad y facilidad de acceso al hidrocarburo.

Para llevar a cabo el almacenamiento en cualquiera de las estructuras mencionadas anteriormente, es necesario considerar los volúmenes de gas del almacén, en la figura 10 se describen los diferentes volúmenes de gas involucrados durante la operación.

Figura 10.

Volúmenes de gas para el almacenamiento estratégico.



Nota. La figura explica cada uno de los volúmenes necesarios para llevar a cabo el almacenamiento subterráneo de gas natural.

En la Tabla 8. se presenta un cuadro comparativo entre las tres alternativas de almacenamiento subterráneo.

Tabla 8.

Alternativas tecnológicas de subsuelo para almacenamiento de gas

TIPOS	DESCRIPCIÓN	OPERACIÓN PRINCIPAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS	TIPO DE OPERACIÓN
YACIMIENTOS AGOTADOS	Formación de depósito Roca porosa y permeable	Fluidos nativos son desplazados y comprimidos por el gas inyectado	Instalaciones reutilizables Geología conocida Cercanía a transporte existente	50% de gas base Ciclos de operación largos (baja rotación) Tratamiento del gas	Estacional Reserva estratégica
ACUIFEROS	Formación de depósito Roca porosa y permeable	Agua desplazada por el gas inyectado	Alta capacidad Cercanía a centros de consumo Tasas de extracción flexibles	Alto riesgo geológico Alto consumo de agua 80% de gas base Gas base no recuperable	Estacional Reserva estratégica
CAVERNAS DE SAL	Caverna creada por disolución de sal	El gas está comprimido en la caverna	Alta capacidad de entrega Bajos requerimientos de gas base Bajos riesgos de filtración	Costos iniciales elevados Riesgos ambientales	Picos de demanda

Nota. La tabla indica las principales ventajas y desventajas que conlleva el almacenamiento de gas en las diferentes formaciones geológicas, resaltando su descripción, operación principal y tipo de operación.

1.6. Almacenamiento en cavernas de sal

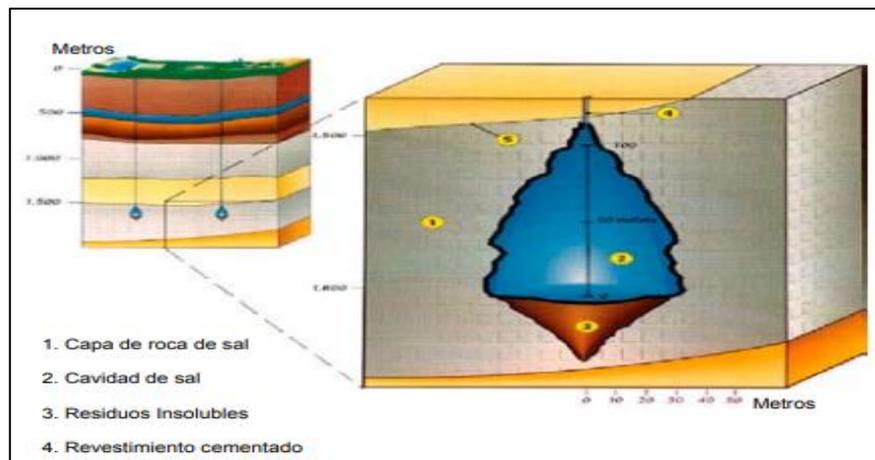
El presente proyecto se enfocará en el almacenamiento en cavernas de sal; este tipo de almacenamiento permite suplir y controlar los picos de demanda debido a que ofrece altas tasas de inyección que se encuentran entre 20 y 40 días y de producción de gas que oscila en un período de 10 a 20 días, que en comparación con las demás alternativas tecnológicas resulta en un mayor número de ciclos. Se debe tener en cuenta condiciones como suficiente consistencia y profundidad para soportar las presiones requeridas, además un gas base entre el 20 y 30% del gas a almacenar. [11]

1.6.1. Aspecto técnico

«El tipo de caverna se hace con base en parámetros de diseño, la capacidad y la presión máxima y mínima del almacenamiento. La primera operación a realizar con el fin de evaluar las propiedades mecánicas de la formación salina es perforar un pozo exploratorio. El pozo exploratorio normalmente se utiliza para los trabajos de lixiviación. Durante la lixiviación el desarrollo de la caverna se controlará mediante modelos matemáticos, basados en pruebas y exploraciones sísmicas. Una vez la formación de sal es identificada, se taladran pozos y se hace circular agua sobre un intervalo de sal para disolverla como salmuera y posteriormente inyectar el gas que será almacenado.»[12]

Figura 11.

Almacenamiento cavidad salina



Nota. La figura presenta de manera gráfica una caverna de sal adecuada como almacén de gas. Tomado de: T. Correa y E. Castrillón. “Almacenamiento de gas natural”. Revista Tecnológicas vol 21, 18, diciembre, 2018, p. 146-167.

«Adicional, la sal es un elemento ideal para poder llevar a cabo el almacenamiento, ya que posee una resistencia alta y fluidez plástica, lo que permite el sellamiento de fallas, de modo que impedirá que el gas almacenado se pueda escapar, debido a los valores cercanos a cero (0) de la porosidad y la permeabilidad respecto a los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Además, la sal se deforma

plásticamente en cortos períodos de tiempo, lo que beneficia a mantener la permeabilidad y evitar fractura miento de las cavernas bajo fuertes esfuerzos.» [13]

1.6.2. Parámetros de selección de las formaciones salinas

- En gran medida la capacidad total de la cavidad está determinada por la extensión y el espesor de la estructura salina, en la que se requiere al menos de 100m de potencia. [13]
- La capacidad de almacenamiento está influenciada por la forma y volumen de las cavidades que oscila entre los 100.000 y 300.000 m³, también por la presión máxima de almacenamiento y la resistencia mecánica del terreno.[13]
- Es indispensable la existencia de una potencia de sal a techo y muro de 20m con el fin de garantizar la estabilidad de la cavidad, es decir, existirá mayor estabilidad entre mayor sea el espesor del techo con respecto al diámetro.[13]
- Se requieren de permeabilidades muy bajas y valores de porosidad en torno al 1%, ventaja que representa este tipo de almacenamiento ya que la sal es muy impermeable, reduciendo riesgo de migración al exterior de la caverna.[13]
- Es necesaria la existencia de una formación impermeable al techo de la formación que no permita migración del fluido hacia la superficie.[13]
- La presencia de fenómenos tectónicos podría causar la fragmentación del almacén o en su defecto la creación de fracturas por la que se podría dar a migración del gas hacia estratos superficiales al ser inyectado.[13]

1.6.3. Condiciones necesarias para el almacenamiento

Existen diferentes condiciones de gran importancia que se debe tener en cuenta a la hora de realizar la construcción de la caverna de sal para almacenamiento de gas, a continuación, se mencionan los factores de mayor relevancia:

- Es necesario la presencia de una capa de roca impermeable en la cima de la estructura, esto con el fin de minimizar costos en la construcción, cabe aclarar que el espesor de la capa no debe ser muy grande, toda vez que podría generar desviaciones en la verticalidad del tubo al momento de la perforación.[14]
- Se recomienda que el espesor de la sal presente un tamaño suficiente para la generación de la cavidad, sin embargo, de no ser así existen alternativas para efectuar la oquedad. Su tamaño se relaciona de manera directa a la capacidad que se desee almacenar.[14]
- La formación salina seleccionada debe ser homogénea, además debe presentar una pureza de sal gemma o cloruro de sodio mayor a 95%, ya que pueden existir impurezas tales como cloruro de potasio, sulfatos y anhídritas. Se debe tener en cuenta que entre más por debajo de la cima se realice el análisis de composición se encontrará mayor contenido de impurezas.[14]
- Se debe tener suficiente disponibilidad de agua dulce para la generación de la caverna, es necesario realizar un tratamiento previo con el fin de evitar problemas posteriores debido a la existencia de microorganismos. Es importante considerar la cantidad de gas a almacenar para estimar la cantidad de agua requerida.[14]
- Se debe contar con sistemas apropiados ya sea para el aprovechamiento o desecho de la salmuera generada considerando los costos que esto implica. Durante la operación, resulta necesario volver a inyectar la salmuera cuando se realiza la extracción del hidrocarburo con el fin de evitar reducir el volumen de la cavidad por deformación y al momento que se desee volver a inyectar el gas, se realiza el proceso de manera contraria.[14]
- En cuanto a las condiciones de almacenaje para el gas natural en la caverna de sal, deberá cumplir con las mismas exigidas para su transporte mencionadas anteriormente en la Tabla 3 del presente documento.

- Es de vital importancia que la ubicación de la caverna se encuentre cerca a los centros de producción, plantas procesadoras de hidrocarburos, sistemas de distribución o centros de consumo, con el propósito de reducir al máximo los costos que su operación y proceso.[14]

1.7. Sistemas de seguridad y condiciones aplicadas en otros países con posible adaptación en Colombia

El artículo “Key technologies for salt-cavern underground gas storage construction and evaluation and their application”, ilustra cinco tecnologías asociadas a los sistemas de seguridad que se deben tener presentes durante la construcción y operación del almacenamiento del gas en cavernas salinas, desarrolladas en China, las cuales se utilizaron para orientar el diseño e implementación de los depósitos de gas en cavernas de sal, analizándose sus efectos de aplicación [15]. Las tecnologías corresponden a:

- La evaluación del sitio,
- Diseño y control de la caverna,
- evaluación de estabilidad y capacidad de almacenamiento,
- Detección y utilización de cavernas antiguas y,
- Monitoreo de almacenamiento de gas

1.7.1. Tecnología de evaluación del sitio

Es necesario analizar y evaluar el sitio en el que se desea realizar el almacenamiento de gas en cavernas de sal, con la finalidad de poder determinar si el lecho de sal es óptimo para construir el almacenamiento, todo esto mediante el análisis de registros y la realización de sísmica.

Así las cosas, la evaluación del sitio implica una evaluación geológica, analizar los factores de control de la distribución espacial, esto incluye la distribución de las

capas intermedias, techo y sello, y finalmente tener en cuenta las características de fractura relacionadas con los cuerpos de sal.[15]

1.7.2. Tecnología de diseño y control de las cavernas

«El propósito del diseño de la caverna del almacenamiento de gas de la caverna de sal es utilizar de manera eficiente el lecho de sal para construir un espacio de almacenamiento de gas y, al mismo tiempo, tener en cuenta la maximización del volumen efectivo de la cavidad. la estabilidad de la forma y estructura de la caverna. »[15]

Con el fin de controlar la forma de la caverna, se deben ir ajustando los parámetros del modo de circulación y de esta forma lograr que la forma de la caverna se ajuste a la estimada.

1.7.3. Tecnología de diseño de parámetros de evaluación de la estabilidad y capacidad de almacenamiento

Para garantizar la estabilidad de la caverna es necesario diseñar un rango de presión, optimizar parámetros de seguridad como lo es el ancho del pilar y la distancia de la roca adyacente, y de esta manera brindar seguridad que la caverna de sal mantiene una forma estable y segura en relación a los ciclos de inyección y extracción, reduciendo riesgos de colapso.

En relación a la capacidad de almacenamiento, se diseña en base a los datos de presión y volumen de la caverna de sal, calculándose el volumen efectivo de una sola cavidad, volumen de gas colchón y volumen de gas trabajo, para luego poder calcular la capacidad de inyección y extracción de la caverna.

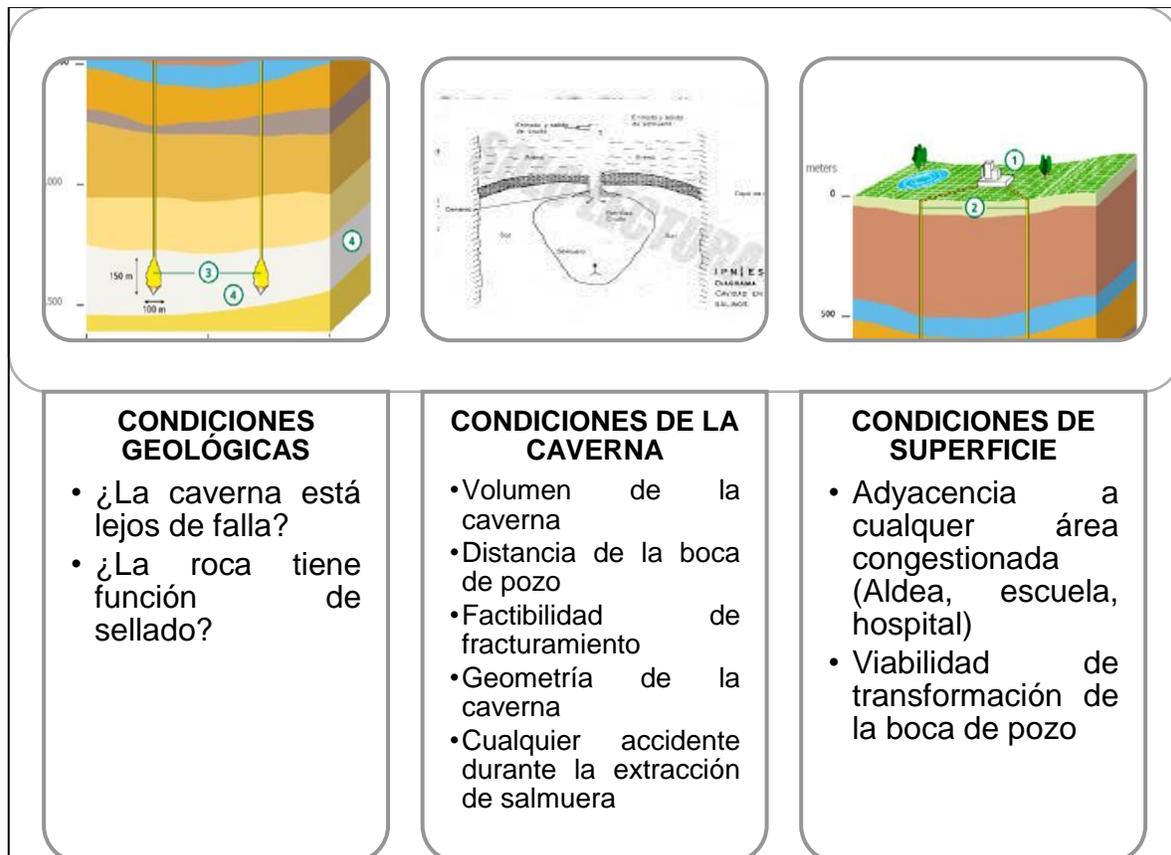
1.7.4. Tecnología antigua de detección y utilización de cavernas

China, presenta una gran cantidad de cavernas antiguas generadas por empresas químicas y de sal que han extraído salmuera durante años, en donde, el llevar a cabo el almacenamiento de gas natural en dichas cavernas generaría un

menor costo y mayor eficiencia en un período más corto de construcción. Por ende, es necesario evaluar las condiciones geológicas, las condiciones propias de la caverna y las condiciones de la superficie.

Figura 12.

Condiciones de evaluación para cavernas antiguas

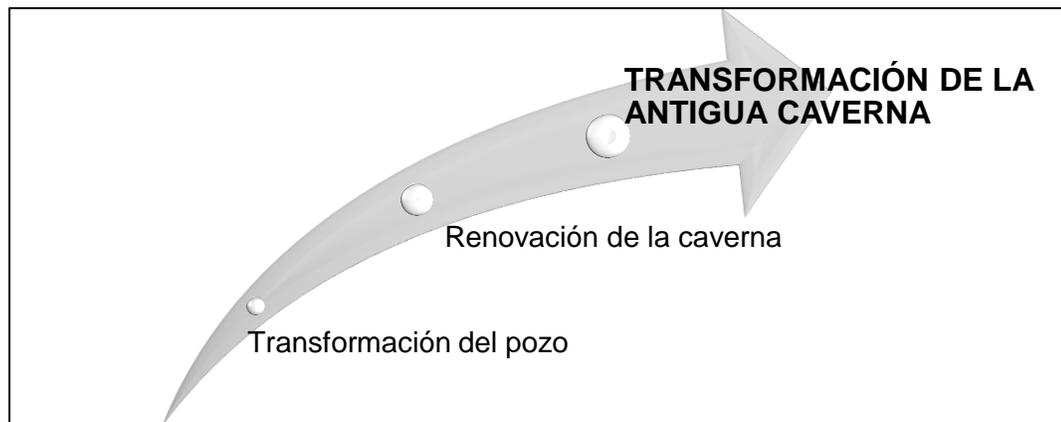


Nota. La figura describe cada una de las condiciones de evaluación para cavernas antiguas, con el fin de verificar su viabilidad para llevar a cabo el almacenamiento estratégico de gas natural.

En la figura 13 se da a conocer los aspectos que se deben tener en cuenta al momento de llevar a cabo la transformación de la caverna antigua con el fin de ser usada para el almacenamiento estratégico de gas natural.

Figura 13.

Aspectos para la transformación de una caverna antigua



Nota. La figura ilustra los dos aspectos principales que involucra la transformación de una caverna antigua.

«Las cavernas antiguas existentes suelen tener defectos como deformación y corrosión graves de la carcasa, mala calidad de cementación, malas condiciones de sellado y baja inyección. mi rendimiento de extracción del pozo. Actualmente, existen dos esquemas de transformación comunes: fresado de revestimiento completo y taponamiento de pozos viejos y perforación de pozos nuevos. »[15]

La caverna se puede renovar por redisolución de gas natural, pues si la caverna antigua presenta una forma irregular, se podrá realizar una mayor disolución en algunos intervalos. Adicional a lo anterior, mejora el espacio de almacenamiento y la estabilidad de la caverna. Además, este proceso no es exclusivo para cavernas antiguas sino también se puede realizar en la renovación de paredes y almacenamiento de gas en cavernas de sal nuevas.

1.7.5. Tecnología de supervisión y funcionamiento del almacenamiento de gas

La seguridad es el elemento más importante en la operación de almacenamiento de gas. Para ello, es esencial establecer un sistema de monitoreo integrado con el fin de detectar y controlar los peligros potenciales a tiempo, teniendo en cuenta la

forma en que ha sido aplicado en otros países y de esta manera ser implementado en Jintan, en donde se ha efectuado un sistema de monitoreo que involucra la prueba de integridad de la caverna, detección de la forma de la caverna, monitoreo de temperatura, presión y tasa de flujo, monitoreo de subsidencia de superficie y monitoreo microsísmico.

Figura 14.

Sistema de monitoreo de seguridad en Jintan (China)

Prueba de integridad de la caverna	<ul style="list-style-type: none"> • Probar la capacidad de sellado de la caverna • Cuando se cumplen los requisitos de sellado se puede realizar el almacenamiento de gas
Detección de forma de la caverna	<ul style="list-style-type: none"> • La forma de la caverna se puede controlar ajustando los parámetros de operación en el tiempo de acuerdo con los requisitos de diseño. • La extracción de la solución, la puesta en servicio y la operación, la caverna de sal debe detectarse mediante un sonar en un cierto intervalo de tiempo.
Monitoreo de temperatura, presión y caudal	<ul style="list-style-type: none"> • Proporciona datos básicos para la simulación PVT de la caverna de sal, estimación y verificación de los parámetros de capacidad de almacenamiento y evaluación de la integridad de la caverna de sal.
Monitoreo del hundimiento de la superficie	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede implementar una red de monitoreo del hundimiento de la superficie para detectar y rastrear la contracción de la caverna del almacenamiento de gas de la caverna de sal y evaluar la amplitud de subsidencia de la superficie
Monitoreo microsísmico	<ul style="list-style-type: none"> • Es útil para prevenir la ocurrencia de un colapso a gran escala y comprender la capa intermedia de la caverna de sal y los mecanismos de colapso de la caverna.

Nota. La figura describe cada uno de los parámetros que involucran el sistema de monitoreo de seguridad implementado en Jintan.

En base a el libro “Traditional Bulk Energy Storage—Coal and Underground Natural Gas and Oil Storage”, se identifican algunos equipos necesarios para el control adecuado de la operación de almacenamiento de gas con el fin de mantener la seguridad.

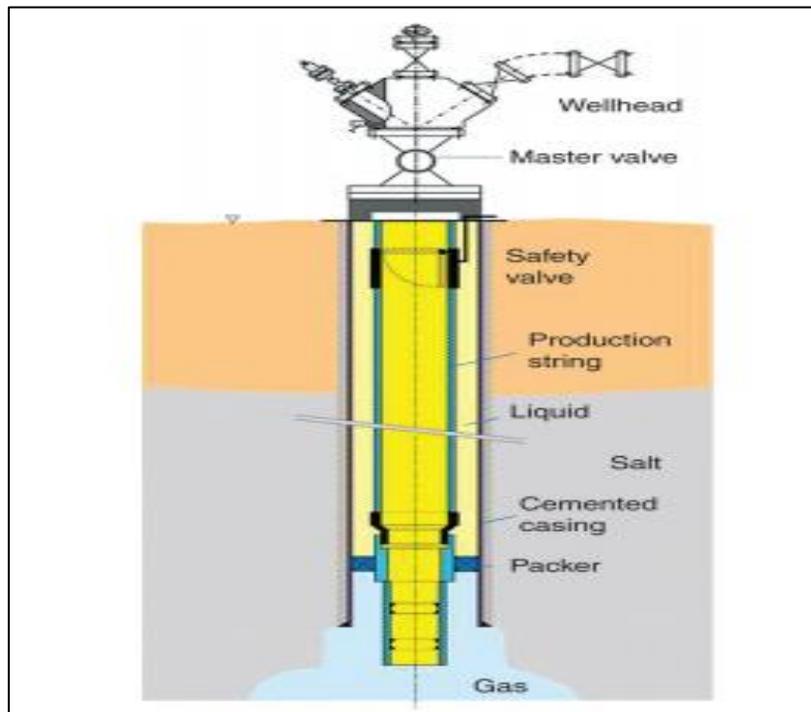
Una vez que la caverna ha alcanzado su volumen final se realiza una prueba para confirmar la estanqueidad de los revestimientos cementados, si la prueba es exitosa, se debe realizar un sello en la tubería por la que se llevó a cabo la inyección de gas, y llenarlo con un líquido protector con el fin de evitar fugas.

En caso de que se presente una fuga de gas, se detectaría de forma inmediata, ya que el gas en el fluido llegaría a superficie rápidamente debido a la diferencia de densidades.

Este factor de seguridad es controlado por las válvulas ubicadas en cabeza de pozo, sin embargo, se debe instalar una válvula subterránea como complemento, la cual se va a cerrar automáticamente en caso de que las válvulas de superficie presenten una falla.

Figura 15.

Válvulas de seguridad para almacenamiento de gas



Nota. La figura ilustra las diferentes válvulas necesarias para evitar fugas de gas durante la inyección y producción de gas natural en las cavernas de sal. Tomado de: F. Crotagino, "Traditional Bulk Energy Storage—Coal and Underground Natural Gas and Oil Storage", Storing Energy, pp. 391-409, 2016. [En línea]. 10.1016/b978-0-12-803440-8.00019-1 [Acceso: Marzo 2021]

Por otro lado, The California Geologic Energy Management Division, entidad que establece las regulaciones en relación a los proyectos de almacenamiento subterráneo de gas natural en California, en “California code of regulations, title 14 chapter 4. Development, regulation, and conservation of oil and gas resources” plantea algunos de los requerimientos necesarios para mantener la seguridad durante toda la operación.[17] Entre los criterios establecidos, se destaca el siguiente para posible adaptación en Colombia:

Plan de Gestión de Riesgos (PGR): El operador del proyecto de almacenamiento, deberá desarrollar y presentar a las entidades correspondientes un PGR para su aprobación.

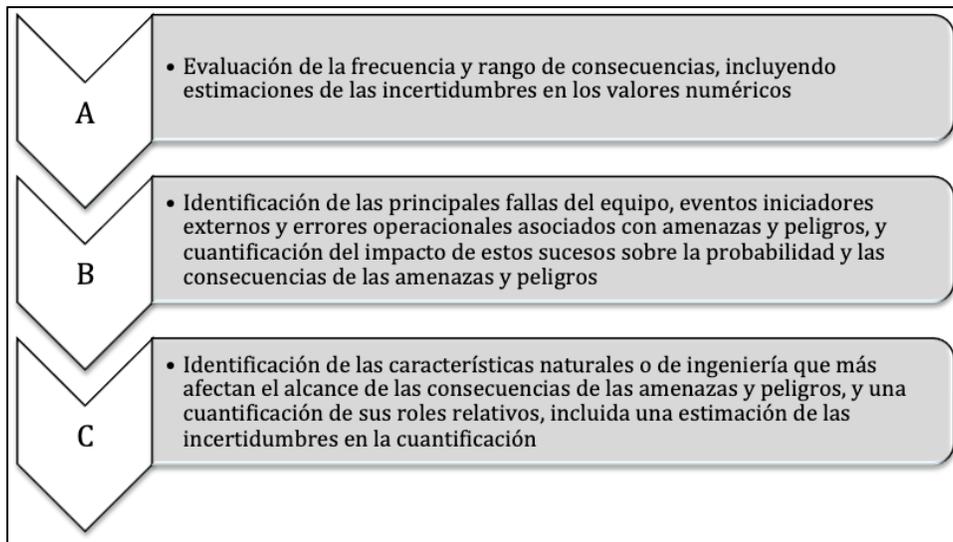
El PGR deberá demostrar que el gas almacenado estará confinado en el reservorio. Además, los riesgos y posibles daños a la vida, la salud, la propiedad, el medio ambiente o los recursos naturales deberán estar debidamente identificados con los respectivos protocolos de prevención y mitigación.

Se debe incluir una descripción de la metodología empleada para realizar la evaluación e identificación de riesgos, prevención y mitigación. La metodología debe reunir los siguientes criterios:

- 1.** Identificación de amenazas y peligros potenciales asociados con la operación del proyecto de almacenamiento de gas subterráneo, incluida la identificación de los escenarios de accidentes potenciales más importantes.
- 2.** Evaluación cuantitativa de riesgo de la probabilidad de amenazas y peligros y sus consecuencias, utilizando una metodología apropiada identificada por el operador que incluye:

Figura 16.

Metodología para la evaluación cuantitativa de riesgo



Nota. En la figura se encuentran los pasos a considerar para llevar a cabo la evaluación cuantitativa de amenazas y peligros con sus consecuencias.

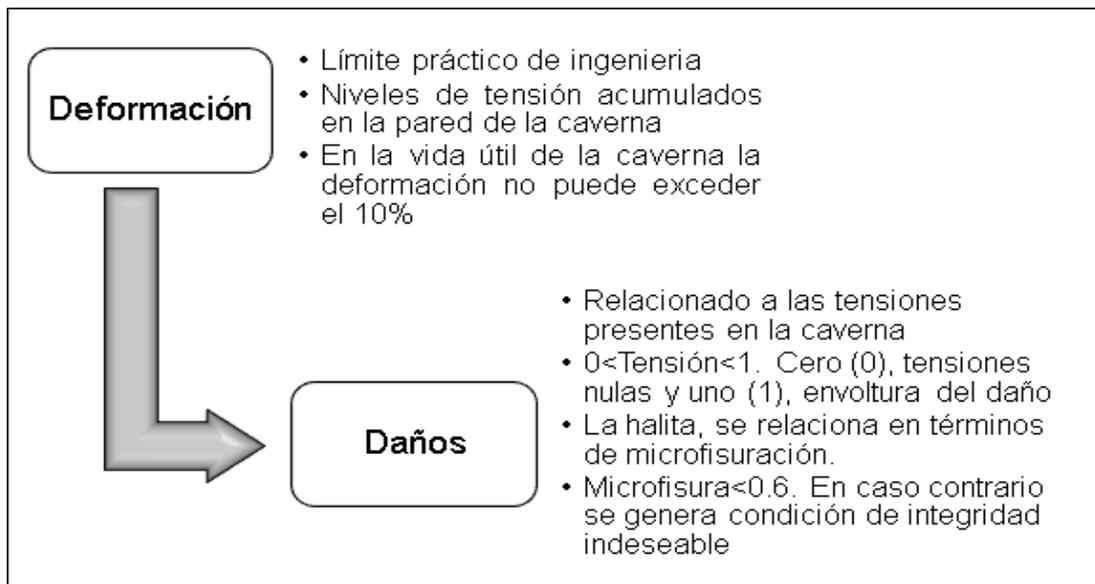
3. Identificación de posibles protocolos de prevención y mitigación para reducir, gestionar o monitorear los riesgos, incluida la evaluación de la eficacia y la rentabilidad de los protocolos de prevención.
4. Evaluación de riesgos pozo por pozo, en la medida en que los riesgos identificados sean específicos de los pozos.
5. Priorización de los esfuerzos de prevención y mitigación de riesgos en función de la gravedad potencial y probabilidad estimada de ocurrencia de cada amenaza.
6. Selección e implementación de protocolos de prevención y mitigación.
7. Documentación del proceso de evaluación de riesgos, incluida la descripción de la base para la selección de protocolos de prevención y mitigación.

8. Retroalimentación y validación de datos a lo largo del proceso de evaluación de riesgos.
 9. Revisiones periódicas de evaluación de riesgos para actualizar la información y evaluar la eficacia de los protocolos de prevención y mitigación empleados, que se realizarán al menos una vez cada tres años y en respuesta a condiciones cambiantes o nueva información.
- 1.8. Características y parámetros geológicos y geofísicos de los yacimientos de sal de otros países.**

La revista científica titulada ***“Salt caverns history and geomechanics towards future natural gas strategic storage in Brazil”***, plantea parámetros geológicos y geofísicos que se deben considerar para mantener la integridad de la caverna durante su operación, teniendo en cuenta un margen de seguridad contra daños.[18]

Figura 17.

Criterios de integridad de la caverna



Nota. La figura describe el rango de valores óptimos para asegurar la integridad de la caverna en relación a la deformación y daño.

En el artículo “Insight into a shape of salt storage caverns” se mencionan algunas características que se deben considerar a la hora de desarrollar un proyecto de almacenamiento en cavernas de sal. [19]

1.8.1. Estructura geológica interna del depósito de sal

Diferentes estudios han demostrado que la estructura interna de los cuerpos de sal es compleja y que existen diferentes estructuras de deformación que impactan de manera directa el diseño de la caverna de sal, la ubicación dentro del depósito, el tipo de lixiviación, el volumen y la forma reales de la caverna.

Esta estructura interna depende del tipo de formación de sal, ya sea domo salino o lechos de sal, por lo general suele ser más compleja para domos salinos. La estructura puede verse afectada por diferentes factores como procesos sedimentarios y tectónicos.

1.8.2. Litología y mineralogía

Los estratos de sal de roca consisten predominantemente en halita con la mezcla de otros minerales. Los minerales más comunes en lechos de sal, son: anhidrita, yeso, carnalita, kainita, langbeinita, bischofita, polihalita, silvita, kieserita, minerales arcillosos, cuarzo, entre otros.

«La sal de la roca va a determinar las propiedades de las rocas, como el tamaño del grano, la forma, el empaquetamiento y orientación. Las capas en los lechos de sal consisten en enlaces ricos en anhidrita más oscuros que separan la sal más pura. Otros minerales como la anhidrita, Los limos o arcillas pueden mezclarse con halita y dispersarse dentro de los granos de halita o encerrando los granos de halita. Las capas no salinas compuestas de lutitas, arcillas, areniscas, dolomitas, anhidritas, lutitas, areniscas calcáreas y sales de K-Mg pueden interponerse en los lechos de sal. El grosor de las capas no salinas y su cantidad dentro de los lechos de sal varían en diferentes depósitos de sal.» [19]

«Las propiedades geomecánicas de las capas de sal varían mucho debido a la composición mineralógica, las características petrológicas, la historia diagenética y tectónica. El proceso de lixiviación está relacionado con un contenido de minerales insolubles como anhidrita y dolomita en sal de roca o más solubles como carnalita o bischofita. Por esta razón, un reconocimiento detallado de la petrología de los lechos de sal es crucial en la planificación de un proceso de lixiviación, forma de caverna y análisis de estabilidad. Las irregularidades en la forma de la caverna son el resultado de la aparición de capas menos o más solubles que se encuentran en el borde de la caverna. Con capas intermedias menos solubles dentro de los lechos de sal hay una tendencia a formar repisas, biseles y "cinturas" o "cuellos". Las capas intermedias rotas pueden colapsar y caer al suelo de la caverna en expansión, en consecuencia, el fondo de la caverna se eleva y disminuye su volumen. Por otro lado, una lixiviación que se lleva a cabo de manera rápida en lechos más solubles puede conducir al agrandamiento de la caverna en una dirección.» [19]

«No solo la composición sino también el tejido interno de los lechos de sal puede influir en la forma, el desarrollo y el funcionamiento a largo plazo y la integridad de la caverna de almacenamiento. El término tejido se refiere a todos los componentes que presentan una sal de roca, principalmente relacionados con el proceso de sedimentación y originados como resultado de la deformación o recristalización. Tal tela incluye elementos de textura como tamaño, forma y disposición de los granos, estructura, orientación preferida. El carácter de la tela de sal puede variar significativamente dentro de un depósito de sal, un campo de caverna e incluso dentro de un solo pozo. Sin embargo, no está claro cómo y en qué medida las variaciones en el tejido de sal afectan realmente el desarrollo y la operación de la caverna.» [19]

Se identifican los criterios de selección y evaluación para el desarrollo de cavernas de sal para el almacenamiento de gas natural, teniendo en cuenta los aspectos geológicos más importantes y las condiciones de la superficie del suelo, en base al artículo "New technologies for site selection and evaluation of sal-cavern underground gas storages", los cuales fueron aplicados en regiones de China.[20]

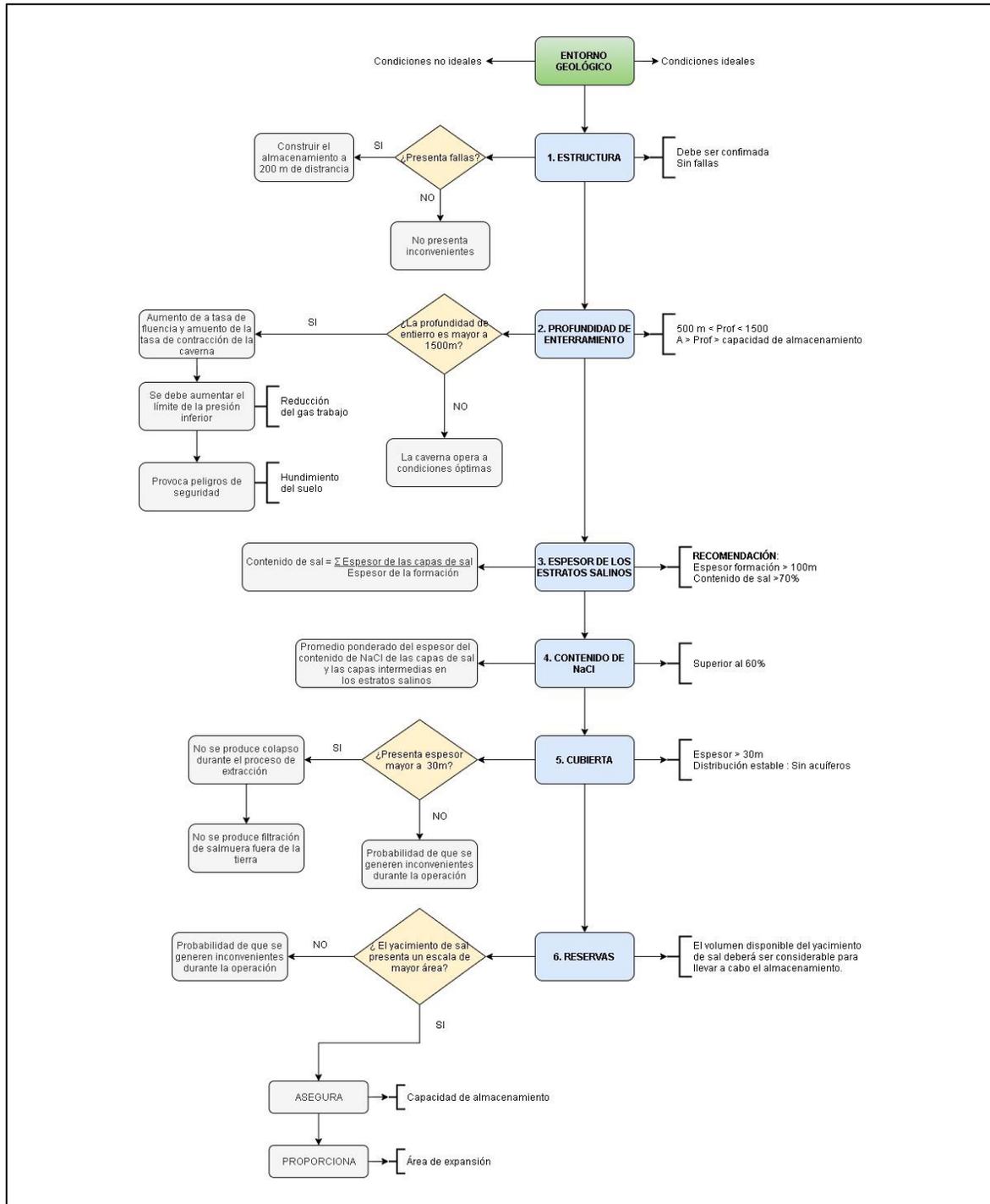
2.1. Entorno geológico y geofísico

Evaluar factores geológicos como estructura, profundidad de enterramiento, espesor de la capa salina, contenido de NaCl, roca superior y reservas, permite la selección de zonas candidatas para llevar a cabo el almacenamiento estratégico de gas natural en cavernas de sal y de esta manera optimizar la operación.

Además, es necesario evaluar el estado de la superficie, la cual se recomienda que se encuentre lejos de fábricas, grandes edificios, áreas residenciales y áreas especiales de protección ambiental; así como la distancia en relación a la red de gasoductos, los picos de demanda y la garantía de fuente de gas.

Figura 18.

Parámetros geológicos para el almacenamiento de gas en cavernas de sal



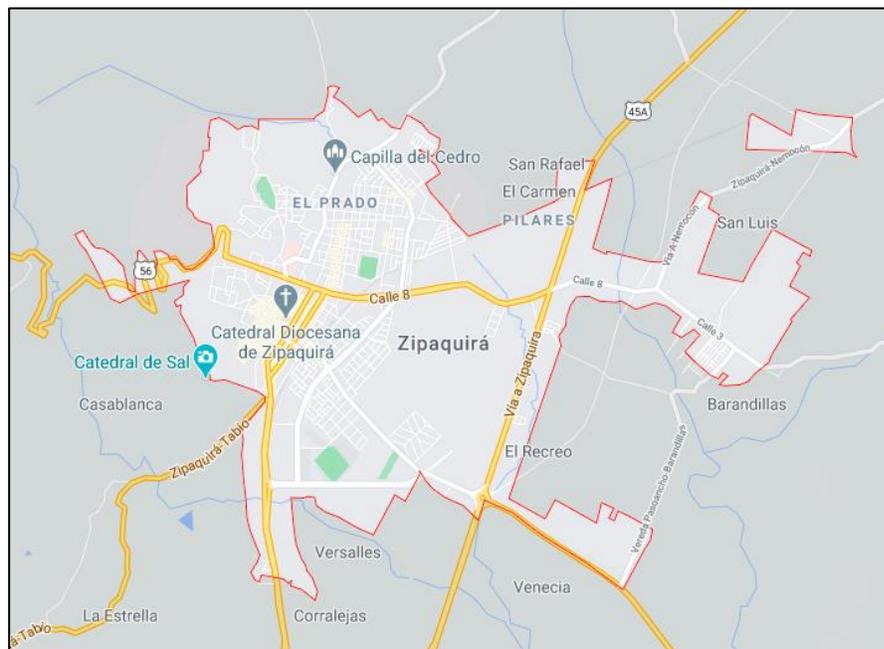
Nota. La figura ilustra un diagrama de flujo que permite identificar las condiciones ideales y no ideales de operación de los factores geológicos que se deben considerar para llevar a cabo el almacenamiento de gas natural.

1.9. Cavernas de sal de Zipaquirá

Zipaquirá es un municipio de Colombia ubicada en el departamento de Cundinamarca, en la provincia de Sabana Centro, de la que es la capital. Se encuentra ubicada a 50 km de Bogotá y hace parte de su área metropolitana.

Figura 19.

Mapa de Zipaquirá

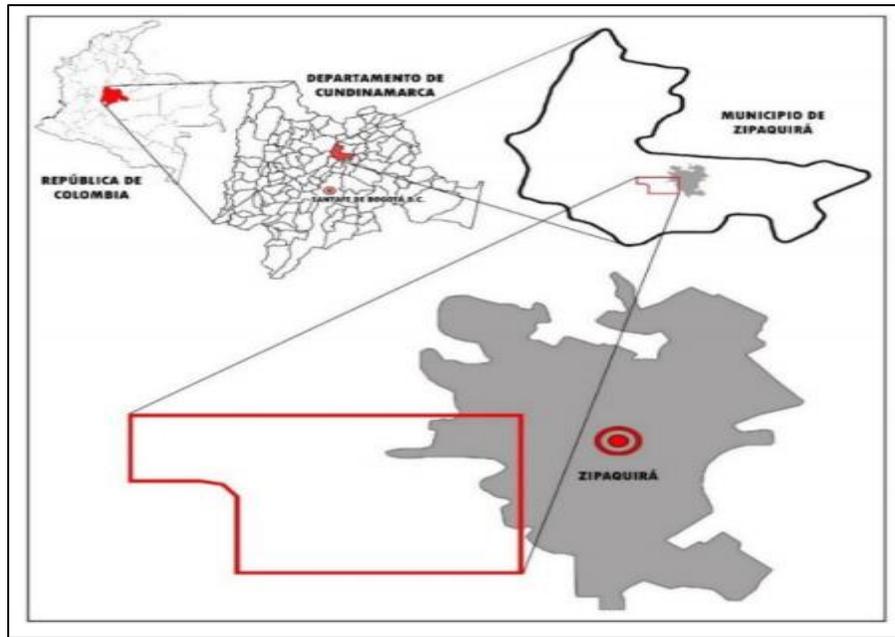


Nota. En la figura se ilustra la ubicación, así como los principales lugares y vías de acceso al municipio de Zipaquirá. Tomado de: Google Maps. (s.f.). “Zipaquirá Cundinamarca”. [En línea]. <https://cutt.ly/GbAOcUT>. [Acceso: Febrero 25, 2021].

El depósito de sal de Zipaquirá está ubicado en una estructura anticlinal, el cual ha sido cartografiado en una extensión de 129 km. A su vez, presenta una falla la cual es definida como inversa en base a estudios preliminares, que pone en contacto la Formación Chipaque con las Formaciones Labor – Tierna y Plaeners. [22]

Figura 20.

Ubicación yacimiento de sal de Zipaquirá



Nota. La figura representa en donde se encuentra ubicado el yacimiento de sal del municipio de Zipaquirá. Tomado de: R. F. Amaya V., D. I. Pérez R., Elaboración del modelo hidrogeológico conceptual de la mina de sal de Zipaquirá, correspondiente al título minero HIQO-03, tesis pre. Facultad de ingenierías, Universidad pedagógica y tecnológica de Colombia, Tunja, Colombia, 2016.

Actualmente en el yacimiento de sal de Zipaquirá es administrado por COLSALMINAS LTDA, empresa dedicada a la explotación de sal a través del proceso de lixiviación para su obtención.

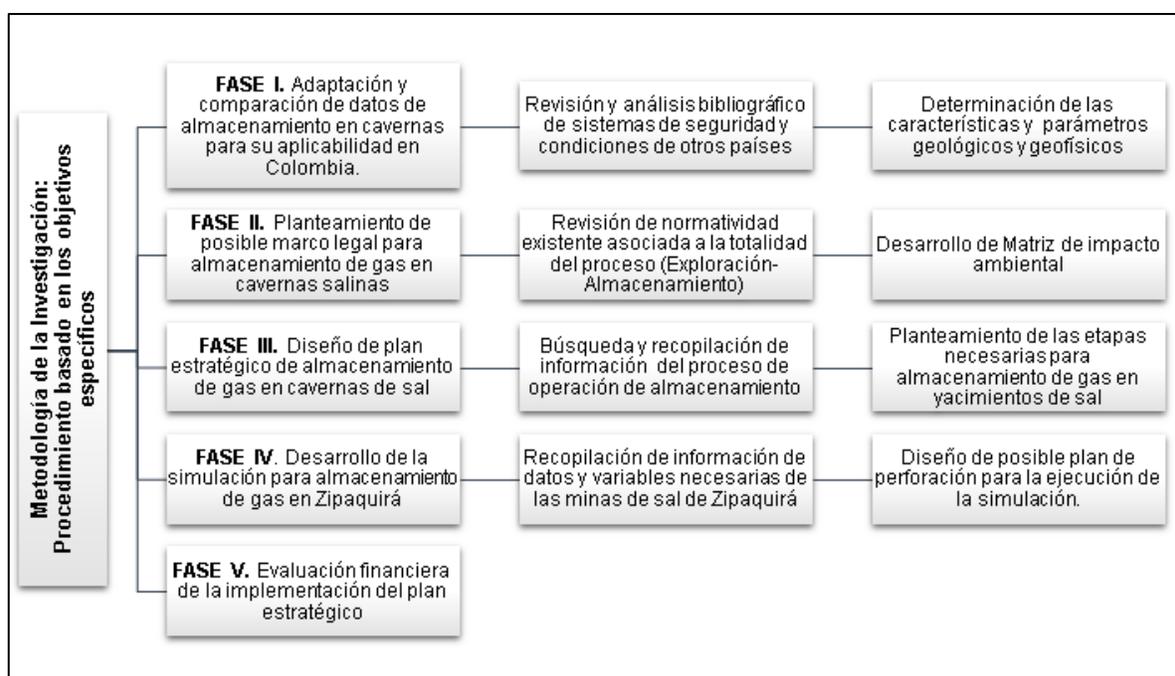
Teniendo en cuenta el almacenamiento que puede llevarse a cabo en cavernas de sal, se considera que Zipaquirá además de contar con la disponibilidad de formaciones geológicas aptas para esta actividad, su ubicación ofrece ventajas en cuanto a su cercanía con zonas de gran consumo como lo es Bogotá y zonas aledañas, las cuales se encuentran dentro de la cobertura de gasoductos de la transportadora TGI favoreciendo el suministro del combustible.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En el presente capítulo se menciona a detalle los procesos, procedimientos, datos y ecuaciones numéricas necesarios para la realización y evaluación del proyecto. En la Figura 14 se plantea un diagrama de flujo relacionado a la metodología implementada, para el desarrollo y logro de cada uno de los objetivos establecidos, con el fin de llevar al término esperado la investigación.

Figura 21.

Metodología de la investigación.



Nota. La figura representa la metodología investigativa para dar cumplimiento a los objetivos específicos planteados.

2.1. Fase I. Adaptación y comparación de datos de almacenamiento en cavernas para su aplicabilidad en Colombia

El desarrollo de esta fase se realizó a través de una revisión bibliográfica que comprendió diferentes documentos como libros, artículos, entre otros relacionados con las temáticas a abordar en los dos primeros objetivos específicos planteados en el presente documento, asociados a los sistemas de seguridad, características y

parámetros geológicos y geofísicos, teniendo en cuenta las condiciones establecidas en otros países.

A continuación, en la Tabla 9 y Tabla 10, se resume la información obtenida de los documentos seleccionados para dar respuesta al primer y segundo objetivo.

Tabla 9.

Resumen de información bibliográfica - Sistemas de seguridad.

SISTEMAS DE SEGURIDAD	Tecnologías	Evaluación del sitio
		Diseño y control de la caverna
		Evaluación de estabilidad y capacidad de almacenamiento
		Detección y utilización de cavernas antiguas
		Monitoreo de almacenamiento de gas
	Válvulas de seguridad	Válvulas de superficie
		Válvula Subterránea
	Requerimientos de seguridad	Plan de Gestión de Riesgos (PGR)

Nota. La tabla presenta los sistemas de seguridad que tienen un alto potencial de adaptación en minas de sal en Colombia.

Tabla 10.

Resumen de información bibliográfica - Parámetros geológicos y geofísicos.

Características y parámetros geológicos y geofísicos	Integridad de la caverna	Deformación
		Daños
	Características de la caverna de sal	Estructura geología interna
		Litología y mineralogía
	Entorno geológico y geofísico	Estructura
		Profundidad de enterramiento
		Espesor de los estratos salinos
		Contenido de NaCl
		Cubierta
		Reservas

Nota.La tabla presenta las características y parámetros geológicos y geofísicos que tienen un alto potencial de adaptación en minas de sal en Colombia.

2.2. Fase II. Planteamiento de posible marco legal para almacenamiento de gas en cavernas salinas.

En el año de 1991, con la implementación del nuevo texto constitucional, se abre la posibilidad a la libertad de empresa, que permite la libre competencia, disponiendo nuevas dinámicas económicas en el país, donde se permite que los particulares puedan concurrir para el aprovechamiento de dichos recursos.

Por lo tanto, las riquezas del país en razón de los recursos naturales, entre los que se encuentra de manera preponderante los hidrocarburos, han llevado a la

necesidad de estructurar y establecer un modelo institucional encargado de definir funciones en relación con la explotación, producción, transporte, refinación y comercialización de los mismos, pero además ha exigido la tarea permanente en relación con la función de regulación y control que tiene el Estado, a que el mismo estructure una serie de instituciones especializadas encargadas de vigilar, reglamentar, condicionar, intervenir e inspeccionar los desarrollos y proyectos en esta materia para el cumplimiento de los marcos legislativos del país y de los fines esenciales del Estado, como bien no lo define el artículo 2 de la Constitución Política.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el almacenamiento estratégico de gas es una tecnología que aún no se ha implementado en el país es muy poca la normatividad respecto a la forma de su utilización y/o conducción, no solo desde el punto de vista técnico sino también en el aspecto económico y ambiental.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estableció desde la academia las bases, lugares apropiados y regulación a la actividad de almacenar gas natural, realizándose un análisis de derecho comparado, es decir, se verificó la normatividad existente que del tema haya proferido otros países y las ya existentes en Colombia relacionadas al gas natural.

Ahora bien, Colombia en cuanto al marco legal en materia de hidrocarburos, sintetiza a través de tres grandes aspectos desde los cuales se lleva a cabo el cumplimiento de las funciones del Estado: el régimen regulatorio, el régimen sancionatorio y el régimen procedimental, los mismos se estructuran desde presupuestos normativos generales y esenciales en la materia y de manera particular y concreta en relación con el petróleo y sus derivados, lo que hace que se posea una gran cantidad de normas estructuradas en leyes, decretos, resoluciones, circulares, conceptos y acuerdos, que hacen que el mismo sea un tema muy especializado.

Figura 22.

Aspectos de cumplimiento de funciones del Estado

Cumplimiento de las funciones del Estado		
Marco Regulatorio	Marco Sancionatorio	Marco Procedimental
<ul style="list-style-type: none">• Se reglamentan las acciones de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del petróleo, y cada uno de sus derivados, entre ellos el gas; cada uno de ellos cuenta de manera particular y concreta en estos aspectos con una normatividad especial y específica; además, en este régimen se encuentra el sustento normativo que estructura a las entidades del sector central y descentralizado que conforman el marco institucional de hidrocarburos en Colombia	<ul style="list-style-type: none">• Hace parte de la normatividad adscrita a las acciones anteriores, se establece a partir de las sanciones establecidas en el régimen regulatorio correspondientes por incumplimiento de las disposiciones determinadas.	<ul style="list-style-type: none">• Determina las condiciones, procesos y consecuencias que se desprenden desde la ejecución de acciones encauzadas desde el desarrollo económico en materia de hidrocarburos y que generan una serie de presupuestos y disposiciones que establecen y determinan la manera en cómo se llevaran a cabo dichas conductas, no solo de los particulares sino también aquellas desplegadas por la administración pública

Nota. La figura ilustra los diferentes marcos que se encargan del cumplimiento de las funciones del Estado. Tomado de: EITI Colombia. (s.f.). “Marco normativo general”. [En línea]. <https://cutt.ly/Amqjfn5>. [Acceso: Abril 13, 2021].

Aunado a lo anterior, se estructuró el marco normativo general en materia de hidrocarburos regido en Colombia, planteando los mandatos constitucionales y las normas ordinarias que regulan los mismos.

2.2.1. Constitución Política de Colombia

En materia de hidrocarburos, las disposiciones constitucionales específicas que estructuran este campo son:

- **ARTÍCULO 8.** “Es obligación del Estado y de las personas proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación.” [24]
- **ARTÍCULO 58.** «(...) Por motivos de utilidad pública o de interés social definidos por el legislador, podrá haber expropiación mediante sentencia judicial e

indemnización previa. Esta se fijará consultando los intereses de la comunidad y del afectado. En los casos que determine el legislador, dicha expropiación podrá adelantarse por vía administrativa, sujeta a posterior acción contenciosa administrativa, incluso respecto del precio.» [24]

- **ARTÍCULO 150.** «Corresponde al Congreso hacer las leyes. Por medio de ellas ejerce las siguientes funciones: 2. Expedir códigos en todos los ramos de la legislación y reformar sus disposiciones. 21. Expedir las leyes de intervención económica, previstas en el artículo 334, las cuales deberán precisar sus fines y alcances y los límites a la libertad económica.» [24]
- **ARTÍCULO 330.** «(...) PARÁGRAFO. La explotación de los recursos naturales en los territorios indígenas se hará sin desmedro de la integridad cultural, social y económica de las comunidades indígenas. En las decisiones que se adopten respecto de dicha explotación, el Gobierno propiciará la participación de los representantes de las respectivas comunidades.» [24]
- **ARTÍCULO 332.** “El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.” [24]
- **ARTÍCULO 334.** «La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.» [24]
- **ARTÍCULO 360.** «La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables, así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos. La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por

donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones.» [24]

- **ARTÍCULO 361.** «Con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios, se creará un Fondo Nacional de Regalías cuyos recursos se destinarán a las entidades territoriales en los términos que señale la ley. Estos fondos se aplicarán a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.» [24]
- **ARTÍCULO 365.** «Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que, en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.» [24]

2.2.2. Código de Petróleos Establecido en el Decreto 1056 de 1953

Este código reglamenta las disposiciones relativas a “las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él”, regulando la propiedad, utilidad y forma de explotación de los mismos y sus derivados.[25]

En esta disposición se desarrolla la regulación general de este sector, el cual se divide en dos partes: la primera contiene las disposiciones normativas y la segunda asume las disposiciones reglamentarias.

2.2.2.a. Disposiciones normativas. Las disposiciones normativas van desde el artículo 1 al 81, se desarrollan las disposiciones generales:

- **Artículo 1 al 18-**, lo relativo a la explotación superficial
- **Artículo 19 al 20-**, los contratos de exploración y explotación
- **Artículo 21 al 33-**, la tramitación de propuestas y oposiciones
- **Artículo 34-**, los avisos de perforación y revisión de títulos
- **Artículo 35 al 38-**, regalías
- **Artículo 39 al 43 -**, impuestos sobre el petróleo de propiedad privada
- **Artículo 44 -**, transportes
- **Artículo 45 al 57-**, refinación y distribución
- **Artículo 58 al 61-**, exenciones, agotamiento y amortización
- **Artículo 62 al 66-**, sanciones
- **Artículo 67 al 68 -**, caducidad de los contratos
- **Artículo 69 al 81-**,disposiciones finales

2.2.2.b. Disposiciones reglamentarias. Las disposiciones reglamentarias van desde el artículo 82 al 231, se estructuran las disposiciones generales :

- **Artículo 82 al 120-**, lo relativo a la explotación superficial
- **Artículo 121 al 124-**, los contratos de exploración y explotación
- **Artículo 125 al 172-**, la tramitación de propuestas y oposiciones
- **Artículos 173 al 180 -**, los avisos de perforación y revisión de títulos
- **Artículo 181 al 182-**, regalías
- **Artículo 183 al 187 -**, impuestos sobre el petróleo de propiedad privada
- **Artículo 188 -**, transportes
- **Artículo 189 al 209-**, refinación y distribución
- **Artículo 210 al 215-**, exenciones, agotamiento y amortización
- **Artículo 216 al 225-**, sanciones
- **Artículo 226 al 227 -**, caducidad de los contratos

- **Artículo 228 al 231-**, disposiciones finales

«Se debe establecer que el Decreto 1056 de 1953, ha sido modificado por el artículo 76 de la Ley 962 de 2005 en la que se dictan disposiciones sobre racionalización de trámites y procedimientos administrativos de los organismos y entidades del Estado y de los particulares que ejercen funciones públicas o prestan servicios públicos, en el que se modifica parcialmente el artículo 10 del Decreto 1056 de 1953 y el artículo 118 de la Ley 1563 de 2012, por la cual se expide el Estatuto de Arbitraje Nacional e Internacional y se dictan otras disposiciones, que deroga el inciso primero del mismo artículo, además, es reformado por la Ley 1274 de 2009, por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres petroleras, quien en el artículo 10 deroga los artículos 93,94 y 95 del código de petróleos.» [25]

2.2.3. Decretos reglamentarios

- «El Decreto 1056 de 1953 ha sido desarrollado por los decretos 1717 de 2008 por el cual se modifica el Decreto 4299 de 2005 y se establecen otras disposiciones, 1333 de 2007 por el cual se modifica el Decreto 4299 de 2005 y se establecen otras disposiciones.» [26]
- “Decreto 2400 de 2006 por el cual se regula la construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural.” [26]
- “Decreto 2165 de 2006 por el cual modifica parcialmente el Decreto 4299 de 2005.” [26]
- “Decreto 3563 de 2003 por el cual se modifican los artículos 10 y 11 del Decreto 1503 del 19 de julio de 2002.” [26]
- “Decreto 1503 de 2002 por el cual se reglamenta la marcación de los combustibles líquidos derivados del petróleo en los procesos de almacenamiento, manejo, transporte y distribución.” [26]
- “Decreto 624 de 1994 por el cual se adopta el Procedimiento de Selección para la Contratación de Gasoductos de Uso Público.” [26]

- “Decreto 408 de 1993 por el cual se reglamenta parcialmente el artículo 46 del decreto-ley 1056 de 1953.” [26]
- “Decreto 625 de 1992 por el cual se reglamenta parcialmente el capítulo VIII del decreto 1056 de 1953.” [26]
- “Decreto 609 de 1990 Por el cual se reglamenta parcialmente el Capítulo VII del Decreto - Ley 1056 de 1953 y se derogan unas disposiciones.” [26]

2.2.4. Normatividad ambiental

Debemos recordar; que el medio ambiente tiene protección de origen constitucional; por ende, no solo en el Estado se encuentra el deber de cuidarlo, sino también todos los habitantes.

Hoy podemos establecer que, en el aspecto ambiental de manera general, en cuanto a la utilización y/o explotación de recursos naturales, encontrando entre ellos a los hidrocarburos, Colombia tiene la siguiente regulación:

- «Constitución Política de Colombia de 1991; Norma Superior en el Estado colombiano, la garantiza el derecho de toda persona de gozar de un ambiente sano, estableciendo el deber de este de su protección, fomentando la continuada educación para su conservación y logro de los fines del estado.» [24]
- «Ley 23 de 1973; Concede las facultades Extraordinarias al Presidente de la República, para expedir el Código de Recursos Naturales y la Protección al medio ambiente; imponiendo responsabilidades no solo en cabeza del Estado; sino también a los particulares por los daños ocasionados al medio ambiente y a los recursos naturales por su indebida utilización y/o explotación.» [24]
- “Ley 9 de 1979; Norma que consagra Medidas sanitarias.” [24]
- “Ley 99 de 1993, Norma a través de la cual se Crea el Ministerio del Medio ambiente y se dictan otras disposiciones.” [24]
- “Ley 685 de 2001; Por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones.” [24]

- “Ley 1333 de 2009 ; Por la cual se establece el procedimiento sancionatorio ambiental y se dictan otras disposiciones.” [24]
- “Decreto ley 2811 de 1974; Mediante el cual se profirió el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de protección al ambiente.” [24]

2.2.5. Normatividad Internacional

Adicionalmente, se obtuvo información normativa internacional del almacenamiento de gas en minas de sal, específicamente de los países de México y España.

México, en cuanto a las actividades de almacenamiento subterráneo de gas natural en cavernas de sal, requiere permiso previo otorgado por la Comisión Reguladora de Energía. Encontrando para ello:

NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural. (Sustituye a la NOM-EM-001-SECRE-2002, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible). (DOF 08/11/04). [27]

En cuanto a España, se modifica el modelo de retribución de los costos de operación y de mantenimiento de los almacenamientos subterráneos de gas natural regulados por el sector gasista y la correspondiente Comisión Nacional de Energía a través de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre. [28]

Con la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, “se especifica la aplicación de los valores unitarios de los centros de mantenimiento, determinando parámetros imprescindibles para cálculo de su retribución como es su vida útil.” [28]

Por otra parte, se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones relativas a otros hidrocarburos distintos al gas natural, correspondiéndole dicha tarea a la Administración General del Estado de conformidad a lo establecido en la Ley 34 del 7 de octubre de 1998 y la Ley 40 del 29 de diciembre del 2010, la cual contempla lo relacionado al almacenamiento geológico del dióxido de carbono.[28]

Con el Real Decreto 1716 del 26 de julio del 2004, España regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. De igual forma, establece el nivel de existencias estratégicas de gas natural a mantener por los sujetos obligados.[28]

Por lo anterior, España modifica la Orden ITC/3862/2007, a través de la cual se instaura los mecanismos de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural, creándose un mercado de capacidad con el fin de asegurar la coherencia del mecanismo de reparto de la capacidad disponible con el nuevo nivel de existencias estratégicas.[28]

En el caso marras, con el fin establecer dentro del marco legal algunos de los requisitos y/o criterios necesarios para llevar a cabo el almacenamiento de gas natural en cavernas de sal, se elaboró una matriz base de identificación de aspectos ambientales, evaluando las etapas involucradas en esta actividad que generan un impacto ambiental.

- Exploración e investigación
- Construcción
- Operación y mantenimiento
- Desmantelamiento

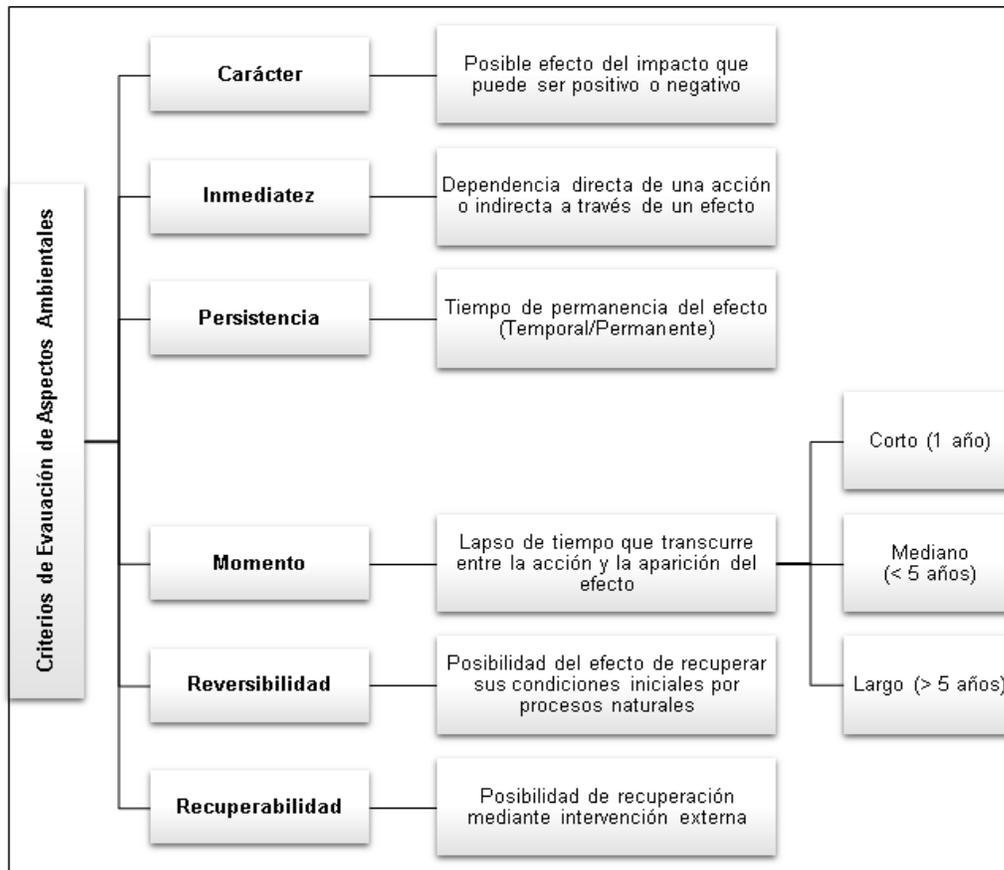
Para dar lugar a lo anterior, se identificaron las actividades que son necesarias para llevar a cabo el almacenamiento junto con los aspectos ambientales que impactan ya sea de manera positiva o negativa, los cuales se clasificaron entre las siguientes categorías y subcategorías:

- Medio físico:
 - o Geología, suelos, hidrología, aire y ruido.
- Medio biótico:
 - o Flora y fauna
- Medio socioeconómico:
 - o Generación de expectativas, afectación de personas o grupos poblacionales, afectación a infraestructura existente, aumentos de accidentalidad, aumento valor de la zona, cambios en la movilidad, demanda de bienes y servicios, demanda mano de obra, desarrollo regional, intrusión visual.
- Paisaje:
 - o Intrusión visual

Una vez finalizada la matriz base, se evaluaron cada uno de los aspectos ambientales según los siguientes criterios: Carácter, inmediatez, persistencia, momento, reversibilidad y recuperabilidad.

Figura 23.

Descripción de los criterios de evaluación de aspectos ambientales



Nota. La figura describe los criterios establecidos para evaluar cada uno de los aspectos ambientales identificados para llevar a cabo el almacenamiento estratégico de gas natural.

Seguido a esto, se planteó una propuesta normativa en cuanto a quienes pueden llegar a realizar esta actividad, las características que debe reunir la caverna salina para dicho almacenamiento y los requisitos tanto ambientales como de seguridad y salud que debe reunir el interesado y todos aquellos que pretendan realizar esta actividad para garantizar a futuro un sano y legal almacenamiento.

El planteamiento se realizó en conformidad a los estudios geológicos, estructurales y ambientales relacionados a las cavernas salinas objeto de aplicación de este proyecto; esto con el fin de evitar que, de ser viable el almacenamiento

estratégico de gas natural, se lleve a cabo de forma inapropiada, ignorando la protección y mantenimiento de los recursos naturales.

2.3. Fase III. Diseño de plan estratégico de almacenamiento de gas en cavernas de sal.

Con el fin de diseñar el plan estratégico para el almacenamiento de gas en cavernas de sal, se realizó una búsqueda de información enfocada en el proceso completo aplicado en otros países que cuentan con esta tecnología, de esta forma se identificaron los parámetros más importantes a tener en cuenta para su implementación.

Con base en los estudios y proyectos relacionados a la operación de este tipo de almacenamientos y los documentos **“Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural”** [1] y **“Creación de una cavidad en un domo salino para almacenamiento de aire comprimido”** [13]; se determinaron las etapas necesarias para el correcto desarrollo siendo estas: exploración e investigación, simulación, construcción, matriz de impacto ambiental, normatividad, operación- mantenimiento y desmantelamiento. Para concepto del presente proyecto de investigación, solo se desarrollarán las fases de exploración e investigación, simulación, desarrollo de matriz ambiental y normatividad.

Adicionalmente, se examinó a detalle la red de transporte de hidrocarburos de Colombia para revisar y definir el tramo de conexión entre la zona productora de gas, en este caso los Llanos Orientales y la zona en la que se evalúa el posible almacenamiento, en este caso Zipaquirá.

2.4. Fase IV. Desarrollo de la simulación para almacenamiento de gas en Zipaquirá

En base al artículo **“Performance Prediction of Underground Gas Storage in Salt Caverns”** [29], se construyó un modelo de caverna de sal de geometría cilíndrica para almacenar gas, empleando el simulador IMEX-CMG , de la compañía Computer Modelling Group, evaluando el rendimiento de inyección y producción en

un período comprendido entre los años 2024 y 2025, teniendo en cuenta que, el proyecto en desarrollo se proyecta como plan decenal 2021-2031 y la fase de operación del almacenamiento comienza a partir del tercer año.

IMEX es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (black oil). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado, así como el comportamiento de yacimientos fracturados.[30]

Para la creación del caso de referencia, se consideraron los siguientes datos básicos:

Tabla 11.

Datos básicos para la creación del modelo de la cavidad salina

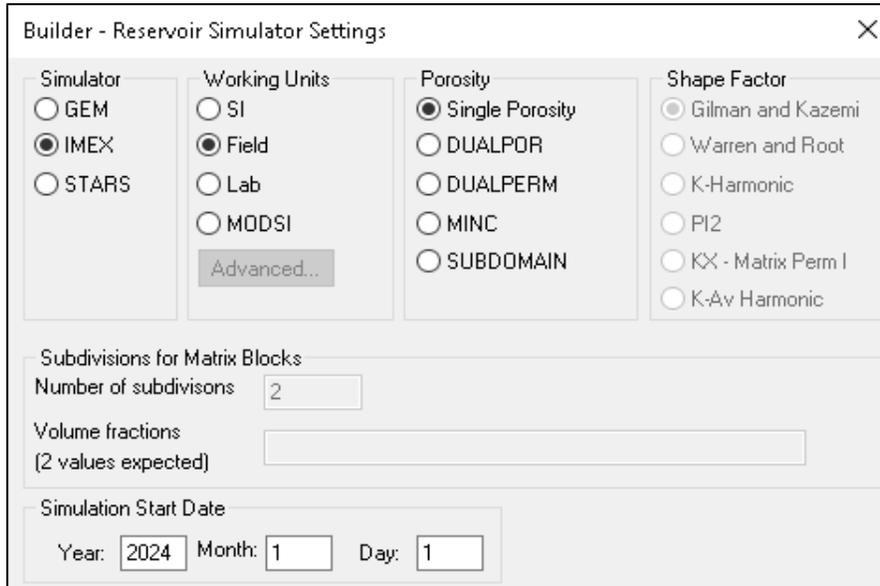
DATOS BÁSICOS		
TITULO	Modelado Caverna UGS	
UNIDADES	Field	
FECHA INICIO	2024/01/01	YYYY/MM/DD
MODELO DE FLUIDO	Black Oil	
TIPO DE SIMULADOR	IMEX	

Nota. La tabla resume la información necesaria para la creación de una cavidad salina en IMEX.

Para dar lugar a lo anterior, se hizo uso de Builder, software que permitió escoger el tipo de simulador a utilizar, las unidades a trabajar, la porosidad y por último ingresar la fecha de inicio del proceso de simulación, que para este estudio es IMEX, unidades de campo (Field), single porosity (Yacimiento no fracturado) y 2024/01/01 respectivamente.

Figura 24.

Ventana para la configuración del simulador.

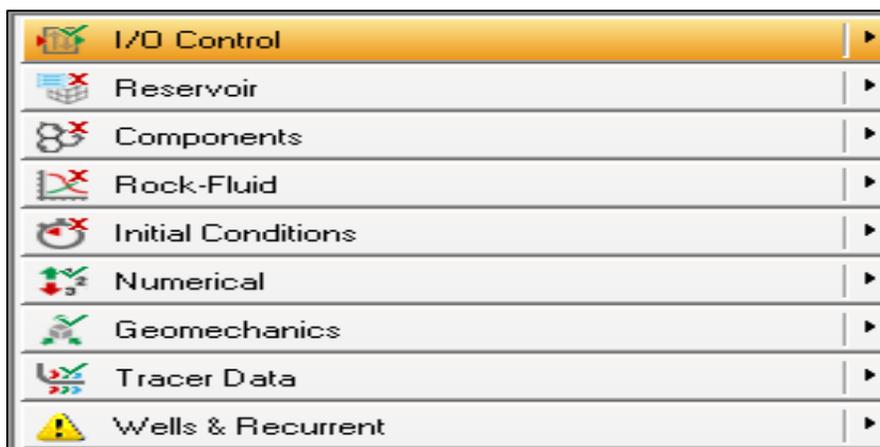


Nota. La figura ilustra la configuración inicial del simulador.

Adicional, Builder organiza y procesa de manera fácil y rápida información compleja para la construcción del modelo de simulación a partir del siguiente panel compuesto de secciones como:

Figura 25.

Secciones Builder



Nota. La figura representa las diferentes secciones de Builder para procesar y organizar la información.

2.4.1. I/O Control

En esta sección se definió el título de la caverna a modelar: “Modelado Caverna UGS (Underground Gas Storage)”.

2.4.2. Reservoir

En esta sección se definieron las características geométricas del grid o malla definida como radial, con el fin de representar la caverna de sal. También se realizó el ingreso de las propiedades de la cavidad salina como el tope, espesor, porosidad y permeabilidad.

Tabla 12.

Datos input de geometría de la malla

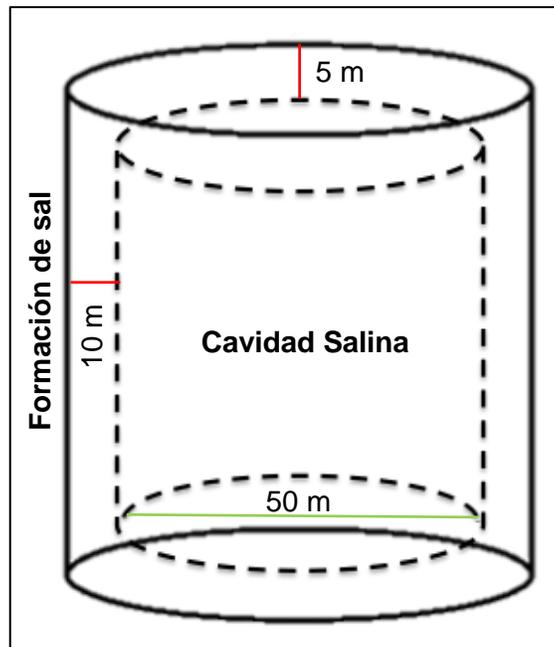
GEOMETRÍA MODELO		
PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
Diámetro	m	70
	ft	229.66
Inner radius	in	7.5
	ft	0.625
Outer radius	m	35.00
	ft	115.45
Profundidad	m	100
	ft	328.084
Tipo de malla	Cilíndrica	

Nota. La tabla ilustra información necesaria para la creación y definición de la malla a modelar.

Se establecieron 70 m de diámetro para la creación de la malla, de los cuales 50m corresponden al diámetro establecido para el socavón y 10 m de espesor para la formación de sal, situación que se evidencia en la figura 26.

Figura 26.

Dimensiones Grid



Nota. La figura ilustra el diámetro y espesor de la cavidad salina y la formación de sal.

Para dar cumplimiento a lo planteado, se realizó la siguiente distribución de capas para la creación del grid:

Tabla 13.

Distribución de capas para creación de la malla de simulación

Criterio	Espesor	Unidad	# Capas
Formación de sal	10	m	2
Cavidad Salina	100	m	10

Nota. La tabla ilustra el número de capas que corresponden tanto a la formación de sal como a la cavidad de sal.

Figura 27.

Definición del Grid o malla de simulación

Create a Radial (Cylindrical) grid

K direction
 Up
 Down

Number of divisions
Along radius ("r" divisions) 12
Angular ("theta" divisions) 10
Along K direction 12

Inner radius of innermost block 0.625
Outer radius of outermost block 115.45
Sweep (max 360 degrees) 3.6E+02

Calculate suggested grid block widths from above

Grid block widths
I-direction:
0.340509 0.526023 0.812607 1.25533 1.93925
J-direction:
10³⁶

OK Cancel

Nota. La figura ilustra los datos registrados para la creación de la malla de simulación.

En "Array Property", subdivisión de la sección Reservoir, se definen las propiedades de la caverna de sal.

Debido a la ausencia de estudios en la zona de interés, yacimiento de sal del municipio de Zipaquirá, los valores relacionados a las propiedades de la caverna se asumen teniendo en cuenta los valores típicos de esta tecnología.

Tabla 14.

Propiedades de la caverna de sal

Parámetro	Unidad	Caverna de Sal	Formación de sal
Grid Top	m	1100	
	ft	3608.923885	
Grid Thickness	m	5	10
	ft	16.40419948	32.808
Porosidad	-	99%	0.01%
Permeabilidad I	md	100000	0.0001
Permeabilidad J			
Permeabilidad K			

Nota. La tabla ilustra los datos utilizados para las propiedades de la caverna salina.

Las propiedades de porosidad y permeabilidad en la formación de sal, se asumieron de acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, en donde según la tesis titulada **“Criterios de selección de una estructura favorable para un almacenamiento de gas natural, aplicación a escala de cuenca en la península ibérica”**, «La sal tiene diversas propiedades que la hacen ideal para el almacenamiento de gas. Posee una resistencia moderadamente alta y fluye plásticamente, sellando fracturas que de lo contrario podrían convertirse en fugas. Sus valores de porosidad y permeabilidad respecto de los hidrocarburos líquidos y gaseosos se acercan a cero, de modo que el gas almacenado no puede escapar.» [28]. Condiciones que se cumplen en el yacimiento de sal según información oficial otorgada por el municipio de Zipaquirá.

Aunado a lo anterior, se define la compresibilidad de la sal (NaCl) obtenida a partir del artículo **“The compressibility of molten salts”**. [31], que corresponde a un valor de 3.3×10^{-10} 1/psi a la presión de referencia del estudio.

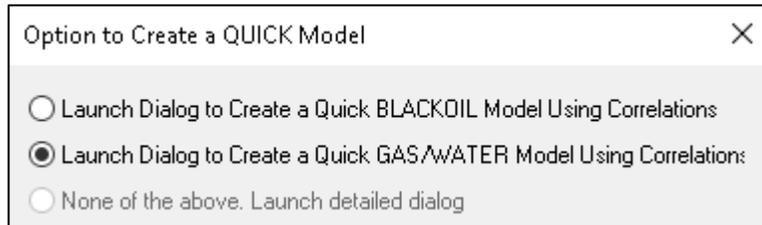
2.4.3. Components

En esta sección se definieron las características del modelo del fluido que corresponde al fluido a ser inyectado, en este caso gas natural y parámetros tales

como: temperatura del reservorio, la presión máxima de inyección, la gravedad del gas y la presión del yacimiento, a partir de la creación de un modelo Gas/Water.

Figura 28.

Creación modelo de fluido Gas / Agua

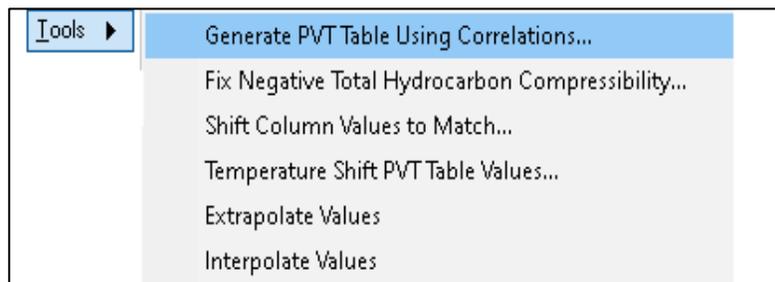


Nota. La figura ilustra la selección de modelo de fluido Gas / Agua.

La construcción del modelo del fluido, que corresponde a las propiedades del agua y del gas, se realiza mediante el uso de la correlación de Standing, la cual se efectúa mediante la opción que proporciona Builder para la generación de las propiedades del gas natural a inyectar mediante correlaciones PVT.

Figura 29.

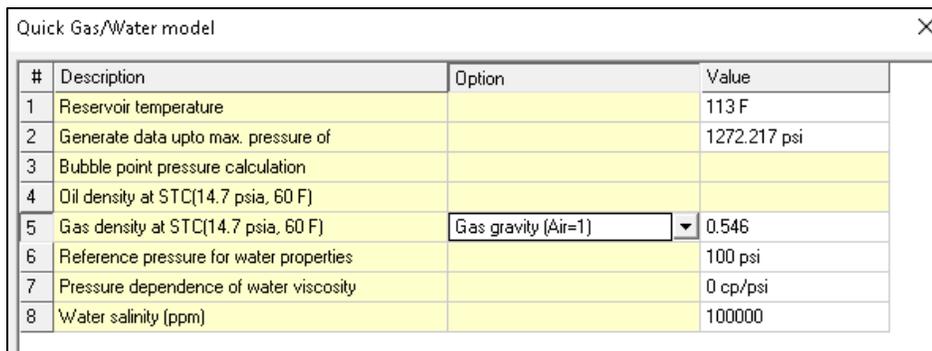
Generación PVT mediante correlaciones



Nota. La figura representa la ventana de Builder que permite la generación PVT haciendo uso de correlaciones

Figura 30.

Ventana de configuración PVT del modelo de fluido.



#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		113 F
2	Generate data upto max. pressure of		1272.217 psi
3	Bubble point pressure calculation		
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)		
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas gravity (Air=1)	0.546
6	Reference pressure for water properties		100 psi
7	Pressure dependence of water viscosity		0 cp/psi
8	Water salinity (ppm)		100000

Nota. La figura ilustra los datos registrados para configuración del PVT.

La presión máxima ingresada, corresponde a la presión máxima de inyección, la cual fue calculada y es descrita en la sección 2.4.6. Wells&recurrent del presente proyecto.

Con respecto a la gravedad del gas, para el desarrollo de la presente simulación, se asume que el gas a inyectar se encuentra libre de contaminantes como CO₂ y H₂S, por tal razón la gravedad específica se define como 0.546, es decir, 100% metano.

2.4.4. Rock-Fluid

En esta sección se especificaron las propiedades de interacción del sistema roca-fluido. El sistema se asume como una fractura teniendo en cuenta que se está modelando una cavidad, razón por la cual no hay humectabilidad y por ende no existen presiones capilares.

Figura 31.

Propiedades de interacción roca fluido.

Relative permeability correlations

Calculations for water-gas system

Use list below as a guide to set exponent values for the generalized equations, or to select specific analytical equations.

Exponents = 1.0. Fractures in a fractured system. ▾

Show Equations

Liquid saturations do not include connate water

#	Description	Value
1	SWCON - Endpoint Saturation: Connate Water	0
2	SWCRIT - Endpoint Saturation: Critical Water	0
3	SGCON - Endpoint Saturation: Connate Gas	0
4	SGCRIT - Endpoint Saturation: Critical Gas	0
5	KRWIRO - Krw at 100% water	1
6	KRGCL - Krg at Connate Liquid	1
7	Exponent for calculating Krw from KRWIRO	1
8	Exponent for calculating Krg from KRGCL	1

Nota. La figura ilustra los valores registrados para la interacción roca fluido correspondiente a la simulación.

2.4.5. Initial Conditions

En esta sección se definieron los datos iniciales del yacimiento antes de comenzar la simulación, como lo es la presión inicial, profundidad de referencia y contactos agua-petróleo. Siendo:

- Presión inicial = Presión del yacimiento (100 psi)
- Profundidad de referencia = Corresponde a la profundidad del techo de la caverna (1100 m) más la profundidad media del yacimiento (50 m).
- Contacto agua- petróleo = No existe dado que el sistema que se está modelando corresponde a una caverna de sal para almacenar gas, sin embargo, el software exige que ese valor debe ser añadido, por tal motivo se asume un valor que se encuentre 1000 ft por debajo de la base de la caverna.

Figura 32.

Condiciones iniciales

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)

Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)

Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 100 psi

Depth (REFDEPTH) 3772.966 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC)

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC) 4772.966 ft

Nota. La figura ilustra los valores registrados para establecer las condiciones iniciales del yacimiento.

2.4.6. Wells&Recurrent

En esta sección, se realiza la creación y perforación de los pozos denominados “Zip-1I” y “Zip-1P”; para llevar a cabo las operaciones de inyección y producción del gas natural de la caverna de sal modelada.

Cabe aclarar, que la caverna salina opera con un único pozo, por medio del cual se realizan los diferentes ciclos, entendiéndose como un ciclo el periodo que incluye una etapa de inyección, seguido de una de producción, hasta alcanzar el volumen de gas colchón. Sin embargo, por configuración del simulador, fue necesario la creación de dos pozos que están enlazados a un mismo sistema.

Figura 33.

Creación del pozo Zip - 1I (Inyector)

2024-01-01	Well: 'Zip - 1I' at 2024-01-01 (0.00 day)
ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Well definition Previous date: <none>
Constraints	Name: <input type="text" value="Zip - 1I"/> <input type="checkbox"/> Edit
Multipliers	
Wellbore	Type: <input type="text" value="INJECTOR UNWEIGHT"/>

Nota: La figura ilustra el pozo Zip – 1I

Figura 34.

Creación del pozo Zip - 1P (Productor)

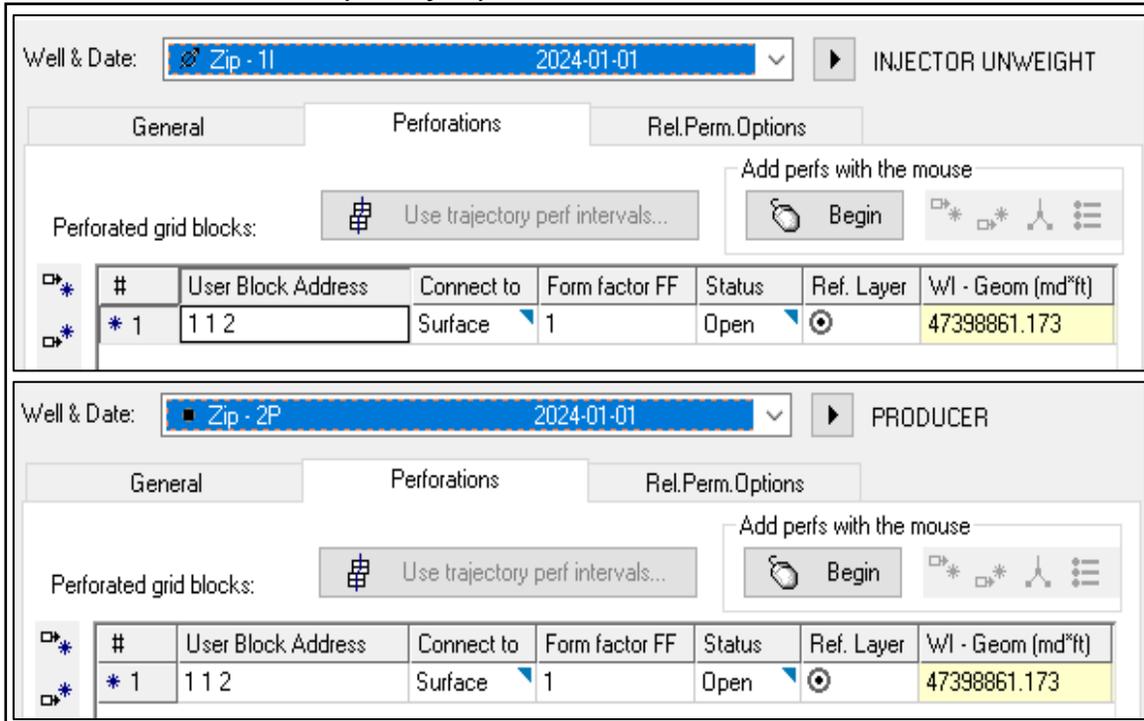
2024-01-01	Well: 'Zip - 2P' at 2024-01-01 (0.00 day)
ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Well definition Previous date: <none>
Constraints	Name: <input type="text" value="Zip - 2P"/> <input type="checkbox"/> Edit
Multipliers	
Wellbore	Type: <input type="text" value="PRODUCER"/>

Nota. La figura ilustra el pozo Zip – 1P

La perforación de los pozos, se realiza en el centro del tope de la cavidad salina modelada, hasta la segunda capa de arriba para abajo, teniendo en cuenta que la primera capa corresponde a la formación de sal y que la tubería de mayor diámetro se encuentra a la altura del tope de la cavidad.

Figura 35.

Perforación de Pozos Zip - 1I y Zip - 1P



Nota. La figura representa el bloque hasta donde fue realizada la perforación.

Adicional, se definieron las restricciones de operación (Constraints). En el caso de la inyección, esta se debe realizar hasta una presión máxima de operación, la cual corresponde a la presión máxima de inyección que es calculada considerando los siguientes criterios:

- **Elevación del terreno en el área de Zipaquirá:** 2600 m.s.n.m [32]
- **Tope:** Se debe considerar como:

Ecuación 1. Cálculo del tope

$$\text{Tope} = \text{Tope de la caverna de sal} + \text{profundidad media del yacimiento}$$

- **Datum TVD:** Está representado por la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Cálculo del Datum TVD

$$\text{Datum TVD} = \text{Altura de Zipaquirá} - \text{Tope}$$

- **Gradiente litostático:** Puede variar entre 0.95 psi/ft y 1.05 psi/ft, sin embargo, el promedio mundial se encuentra en 1 psi/ft, valor usado para este estudio. El valor depende de la densidad de la roca y tiende a incrementar con la profundidad. [33]
- **Presión de sobrecarga:** Está definida como:

Ecuación 3. Cálculo de presión de sobrecarga

$$P_{sobrecarga} = Datum\ TVD * Gradiente\ Litostático$$

- **Presión de yacimiento:** 100 psi. Valor asumido dado que se simula una caverna y no se considera ningún fluido confinado en la formación.
- **Razón de Poisson:** 0.22. [34]
- **Gradiente de fractura:** Se define como:[35]

Ecuación 4. Cálculo de gradiente de fractura

$$Gradiente\ de\ fractura = \frac{1}{Datum\ TVD} * \left(\frac{(P_{sobrecarga} - P_{yacimiento}) * Razón\ Poisson}{(1 - Razón\ Poisson)} + P_{yacimiento} \right)$$

- **Presión de fractura:** Se obtuvo a partir de la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Cálculo de la presión de fractura

$$P_{fractura} = Datum\ TVD * Gradiente\ de\ fractura$$

- **Factor de seguridad:** 10%. Valor asumido que típicamente se encuentra entre un rango de 10% y 30%.
- **Presión de Inyección:** Se define como:

Ecuación 6. Cálculo de la presión de inyección.

$$P_{inyección} = (1 - FS) * P_{fractura}$$

Figura 36.

Restricciones de operación del pozo Zip-1I

ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Constraint definition	previous date: <none>			
Constraints	#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value
	* 1	OPERATE	STG surface gas rate	MAX	18000000 ft3/day
Multipliers	2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	1272.217 psi

Nota. La figura ilustra las constraints diligenciadas para el pozo Zip-1P

Para el caso de la extracción de gas, esta se debe ejecutar garantizando una presión mínima de 418,03 psi, correspondiente al volumen de gas colchón que debe permanecer en la caverna.

Figura 37.

Restricciones de operación del pozo Zip-1P

2024-01-01	<input checked="" type="checkbox"/> Constraint definition	Well: 'Zip - 2P' at 2024-01-01 (0.00 day)			
ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Constraint definition	previous date: <none>			
Constraints	#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value
	1	OPERATE	STG surface gas rate	MAX	18000000 ft3/day
Multipliers	* 2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	418.03 psi

Nota. La figura ilustra las constraints diligenciadas para el pozo Zip-1P

Por otra parte, se definió el período de los eventos que se llevarán a cabo durante el proceso, como lo son el inicio y fin tanto de la inyección como de la producción del gas natural. Se evalúa a 1 año, siendo fecha de inicio el 1 de enero del año 2024.

“En Colombia, en el campo Rubiales la roca almacén corresponde a las Areniscas de la Unidad C7, la cual posee una porosidad que varía entre 25% y 32% con una permeabilidad entre 5 y 20 Darcys”. [36]; teniendo en cuenta que el almacenamiento se lleva a cabo en una cavidad donde no hay restricción del paso de fluidos, se asume un valor de permeabilidad de 100D.

Con el fin de estimar la tasa de inyección óptima para realizar la operación en un tiempo no mayor a 30 días, se simula el comportamiento a una tasa de 1M, 2M, 4M, 6M, 8M y 10M SCF/día.

Posteriormente, se realiza un nuevo análisis con tasas por encima de los 10M SCF/día, específicamente de 14M, 18M y 20 M SCF/día.

Teniendo en cuenta que se está simulando una cavidad, con una porosidad aproximadamente del 100%, para cálculos del modelo se requiere de la distribución de la permeabilidad para hacer una estimación, toda vez que a estas condiciones tiende a ser infinita. Sin embargo, esta condición no puede ser definida en el simulador, pues representa un valor incorrecto, por tal razón al existir dudas en el valor de esta variable, resulta necesario realizar el análisis de sensibilidad en relación a la permeabilidad para analizar e identificar el impacto de esta variable durante la operación a partir del caso base seleccionado de 18 M SCF/día con una permeabilidad de 100D. Para esto, se toman valores de 0.1D, 1D, 10D, 20D, 25D y 1000D.

A partir de estos análisis se realiza la selección del escenario más óptimo de inyección para llevar a cabo la producción a las mismas condiciones.

Seguido a esto, se realiza un análisis del posible impacto de la variación de la gravedad específica del gas, toda vez que este valor puede variar según la composición del gas natural, para lo cual se consideraron los siguientes valores de gravedad específica: 0.546 (100% metano), 0.75, 1, 1.25, 1.5 y 1.6 (Máxima gravedad admisible por la correlación usada).

Después, se simula el escenario de inyección y producción para dos ciclos con una tasa de 18M SCF/día y una permeabilidad de 100D, evaluando la presión, tasa de gas y gas acumulado.

Finalmente, llevó a cabo la ejecución de la corrida de simulación en IMEX, los resultados obtenidos se visualizaron en el software Results.2020. Se generaron gráficas de: Gas Rate Sc – Daily, Cumulative Gas Sc, Well Bottom Hole Pressure y Gas volume SC.

2.5. Fase V. Evaluación financiera de la implementación del plan estratégico

Por último, se llevó a cabo una evaluación financiera que permite ver los costos relacionados a la implementación del plan estratégico de almacenamiento de Gas Natural en depósitos de sal a partir del indicador financiero “Costo Anual Uniforme Equivalente” (CAUE).

Para la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto se utilizó como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD).

2.5.1. Análisis de costo de inversión y operación (CAPEX y OPEX)

Se describen los diferentes costos que conlleva la construcción, operación y mantenimiento de la caverna salina. En la tabla 15, se puede observar a manera de resumen la estructura de costos asociados al costo de capital y el costo de operación de la caverna.

Tabla 15.

Estructura de costos de la caverna

Costo de capital	Costo de operación
Construcción de pozos	Costos variables
Desarrollo de cavidad salina	
Equipos de operación	Costes fijos
Equipos adicionales	

Nota. La tabla muestra los factores que se deben tener en cuenta para la construcción, operación y mantenimiento de la caverna salina.

2.5.1.a. Costo de inversión (CAPEX). El proyecto consta de dos fases, la primera corresponde a la construcción de pozos y desarrollo de la cavidad salina y la segunda a los equipos necesarios para la operación. Se estima un periodo de tres años para la primera fase y se analizará la segunda a partir del tercer hasta el décimo año, lo que comprende un periodo de siete años.

A continuación, se puede observar los ítems considerados para el costo del capital de las dos fases.

Tabla 16.

Ítems considerados para el cálculo del CAPEX de la primera fase.

ÍTEM	
Construcción de pozos	Desarrollo de cavidad salina
Perforación eventual	Lixiviación (agua)
Alquiler de equipo de perforación	Instalaciones Auxiliares
Taladro	Tanques de almacenamiento Fase I
Cuadrilla de perforación	Integridad de la cavidad salina
Transporte	Registros de sonar de calibración
Lodo de Perforación	Prueba de integridad mecánica
Costo de movilización/desmovilización	Equipos adicionales
Brocas	Bombas Fase I
Tricono 24"	Válvulas Fase I
Tricono 15"	Tuberías de transporte Fase I
Tricono 12"	Gas
Casing	Agua
Casing 20"	Salmuera
Tuberías	
Tubing 13 3/8"	
Tubing 9 5/8"	
Tubing 7"	
Servicios de perforación	
Cementación	

Nota. La tabla muestra los criterios que se deben tener en cuenta para el cálculo del coste del capital de la construcción de pozos y desarrollo de la caverna.

Tabla 17.

Ítems considerados para el cálculo del CAPEX de la segunda fase.

ÍTEM
Equipos de operación
Equipos Inyección
Trampa de rascadores
Medidores de ultrasonido
Compresores
Aerorrefrigeradores
Equipos extracción
Separadores
Torres de secado
Torres de regeneración
Consumidor (Odorización)
Sistema de evacuación de gases
Antorcha
Instalaciones Auxiliares
Tanques de almacenamiento Fase II
Oficinas
Equipos adicionales
Bombas Fase II
Válvulas Fase II
Tuberías de transporte Fase II
Gas
Metanol
TEG
Gas colchón

Nota. La tabla muestra los criterios que se deben tener en cuenta para el cálculo del coste de los equipos necesarios para la operación.

Dentro del CAPEX de la segunda fase se tuvo en cuenta el valor residual de los equipos de la primera fase que continúan en uso para la operación y mantenimiento del almacenamiento de gas natural.

Para cada uno de los ítems se calculó el costo teniendo en cuenta las unidades necesarias para el proyecto y su costo unitario, a través de la siguiente fórmula:

Ecuación 7. Cálculo de Costo por ítem de CAPEX

$$\text{Costo} = \text{Valor Unitario} * \#_{\text{Unidades}}$$

Posteriormente, se realizó la sumatoria de los costos por ítem, con el fin de tener el costo total de la inversión inicial de cada una de las fases.

2.5.1.b. Costo de operación (OPEX). El costo de operación está conformado por los costos asociados al mantenimiento y operación del almacenamiento, los cuales se clasificaron en costos fijos y variables.

Los costos variables incluyen el consumo productos químicos y la compra del gas natural, estos costos son anuales y se basan en la disponibilidad y consumo. Por otra parte, los costos fijos incluyen principalmente, la mano de obra y mantenimiento. Para la primera fase solo se consideraron los costos fijos.

Por consiguiente, se dan a conocer los ítems considerados para el costo de operación de almacenamiento estratégico de gas natural en cavernas salinas.

Tabla 18.

Ítems considerados para el cálculo del OPEX

ÍTEM	
Costos variables	
Productos químicos	
	Metanol
	TEG
	THT
Gas trabajo	
Costes fijos	
Mano de obra	
	Responsable del área
	Asistente responsable del área
	Supervisor de turnos
	Operador sala de control
	Operador de campo
Área de mantenimiento	
	Ingeniero mecánico
	Ingeniero de instrumentación
	Ingeniero eléctrico
	Asistente eléctrico

Nota. La tabla muestra los criterios que se deben tener en cuenta para el cálculo del coste de operación.

Con relación a los costos variables, se realizó una estimación de la cantidad promedio necesaria de metanol, TEG y THT y gas natural para el proceso. Dado que el almacenamiento de gas natural en cavernas de sal tiene como ventaja la capacidad de realizar entre 4 y 5 ciclos de inyección y extracción anuales, los costos variables pueden presentar variaciones de acuerdo a la producción, por tal motivo se estimaron los costos en proyección a 2 ciclos anuales.

El costo del metanol se determinó a partir de la siguiente ecuación:

Ecuación 8. Cálculo costo de Metanol

$$Costo_{Metanol} = \pi hr^2 * Costo/m^3_{CH_3OH}$$

Donde,

- **h**= Longitud de la tubería a inyectar
- **r** = Radio de la tubería

El costo del Trietilenglicol (TEG), se obtuvo según la siguiente fórmula:

Ecuación 9. Cálculo costo TEG

$$Costo_{TEG} = Vol_{gas} * Humedad_{gas@T, P_{Caverna}} * 3 \text{ gal TEG} / \text{Lb H}_2\text{O} * Costo/m^3_{TEG}$$

Donde,

- **Volumen de gas** = Volumen de gas producido o extraído
- **Humedad de gas** = Se calcula a las condiciones de temperatura y presión de la caverna
- **3 gal TEG / Lb H₂O** = Relación asociada a la cantidad de TEG necesario para remover 1 lb de agua.

El costo del Tetrahidrotiofeno (THT), se realizó con la siguiente ecuación:

Ecuación 10. Cálculo costo THT

$$Costo_{THT} = Vol_{gas} * \frac{0.018 \text{ Kg}_{THT} / m^3_{gas}}{\rho_{THT}} * Costo/m^3_{THT}$$

Donde,

- **Volumen de gas** = Volumen de gas producido o extraído
- **0.018 Kg_{THT} / m³_{gas}** = Concentración máxima de THT permitida en el gas.
- **ρ_{THT}** = Densidad de THT (999 Kg/m³)

Teniendo en cuenta que se realiza una proyección a diez años, el costo de gas natural puede presentar variaciones, por esta razón se prevé un precio medio de compra de \$3.75 USD/MBTU.

El proyecto iniciará su operación a partir del tercer año, dentro de los costos de inversión de la segunda fase se tuvo en cuenta la compra del gas colchón, correspondiente al 20% de la capacidad total de la caverna, por tal motivo para los costos de operación se calcula un costo de compra correspondiente al 80% de la capacidad de la caverna, es decir, el gas trabajo para los dos ciclos anuales proyectados.

El costo de gas natural se calculó a partir de la siguiente formula:

Ecuación 11. Cálculo costo gas trabajo

$$Costo_{Gas\ trabajo} = \left(Vol_{gas} * \frac{Costo}{MBTU_{GN}} \right) * 2$$

Donde,

- **Volumen de gas** = Volumen de gas trabajo, 80% volumen del gas total a condiciones estándar en MBTU.
- **Costo** = \$3,75 USD
- **2** = Numero de ciclos anuales

Finalmente, para el costo total de la operación de la fase uno se realizó la sumatoria de los costos fijos proyectados a 3 años y para la fase 2 la sumatoria de costos fijos y variables proyectados a 7 años.

2.5.2. Ingresos

El cálculo de los posibles ingresos del proyecto se realizó considerando una proyección del precio del gas natural con un incremento del 0,2 del valor de compra, es decir \$4,5 USD/MBTU, estableciendo dos ciclos de extracción anuales. Es

importante aclarar que estos ingresos se generarán a partir del año 3, tiempo en el que inicia la operación de almacenamiento.

Ecuación 12. Cálculo de posibles ingresos anuales.

$$Ingresos_{anuales} = \left(Vol_{gas} * \frac{Precio\ de\ venta}{MBTU_{GN}} \right) * 2$$

Donde,

- **Volumen de gas** = Volumen de gas trabajo, 80% del gas total a condiciones estándar en MBTU.
- **Precio de venta** = \$4,5USD
- **2** = Numero de ciclos anuales

2.5.3. Cálculo del indicador Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)

Con el fin de llevar a cabo el cálculo del indicador CAUE, es necesario estimar el valor de salvamento de los equipos y maquinas empleadas en el proyecto. Teniendo en cuenta que el proyecto de investigación se enfoca a un plan decenal 2021-2031, el cual se divide en fase de construcción de pozos-lixiviación y operación de almacenamiento, el valor residual se proyecta a 3 y 7 años respectivamente y se asumió una tasa de interés anual de 12%. El valor de salvamento para cada uno de los equipos se calculó a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 13. Cálculo valor de salvamento o residual

$$VS = Valor\ Unitario - \Sigma_{Depreciación}$$

La depreciación se calculó como la relación entre el valor unitario de cada uno de los equipos/maquinaria y su vida útil.

Ecuación 14. Cálculo de depreciación

$$Depreciación = \frac{Valor\ Unitario}{Vida\ útil}$$

Una vez obtenido el valor de salvamento, se realizó el cálculo del indicador CAUE de la Fase I, para esto se llevó a cabo un análisis de los costos involucrados en el CAPEX y OPEX del almacenamiento estratégico de gas natural, teniendo en cuenta que para este periodo que comprende los 3 primeros años, el proyecto no genera ingresos, para esto se utilizó la siguiente fórmula:[37]

Ecuación 15. *Cálculo del indicador CAUE para la Fase I.*

$$CAUE = \left(C + CAO \left(\frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right) - VS \left((1+i)^{-n} \right) \right) * i$$

Donde,

- **C** = Costo inicial de la inversión de la primera fase
- **CAO**= Costo anual de operación de la primera fase
- **VS** = Valor de salvamento de los equipos y maquinaria involucrados en la primera fase
- **i** = Tasa de interés
- **n** = Periodo de tiempo de la primera fase en años

Para la Fase II, periodo en el cual se generan ingresos anuales, se realizó el cálculo del indicador CAUE con la siguiente fórmula:[38]

Ecuación 16. *Cálculo del indicador CAUE para la Fase II.*

$$CAUE = VAN * \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right)$$

Donde,

- **VAN** = Valor Actual Neto para la segunda fase
- **i** = Tasa de interés
- **n** = Periodo de tiempo de la segunda fase en años

El Valor Actual Neto considera los ingresos, CAPEX, OPEX y el valor de salvamento. El cálculo del VAN se llevó a cabo mediante la herramienta Excel, para esto se siguió el siguiente procedimiento:

1. Establecer el periodo de tiempo que comprende la Fase II (año 3- año 10).
2. Ingresar los valores de ingresos, costos de operación, inversión inicial y valor de salvamento.
3. Calcular el flujo de caja neto a partir del año 4, sumando los ingresos y valor de salvamento y restando los costos de operación.
4. Definir en una celda la tasa de interés anual (12%).
5. Emplear la función de Excel VNA, como se muestra en la Figura 38, seleccionando la tasa de interés y los valores obtenidos del flujo de caja.

Figura 38.

Función VNA en Excel.



Nota. La figura muestra la interfaz de Excel para el cálculo de VNA.

6. Restar la inversión inicial al valor obtenido de la función VNA.

Finalmente, una vez obtenido el VAN, aplicar la Ecuación 16 para el indicador CAUE.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se dan a conocer los resultados obtenidos para cada uno de los objetivos, de acuerdo a los estudios realizados bajo la metodología planteada en el capítulo anterior, la cual se ha desarrollado con el fin de dar lugar a un almacenamiento estratégico de gas natural en las minas de sal ubicadas en el municipio de Zipaquirá. A su vez, se presentan los análisis correspondientes al desarrollo del proyecto de investigación.

3.1. Requisitos y/o criterios de selección para el almacenamiento estratégico de gas natural

En el transcurso de la presente investigación, se han encontrado normas propias a la actividad de hidrocarburos; entre ellas lo relacionado a la exploración, extracción del recurso natural; al igual que lo relacionado al recibo, transporte, almacenamiento, distribución, entre otras; visualizándose escasas normativa en lo que tiene que ver con el almacenamiento estratégico de gas.

En el marco normativo estructurado en la metodología, se encuentra la determinación no solo de las condiciones, procesos y consecuencias que se desprenden de las acciones encauzadas desde el desarrollo económico en materia de hidrocarburos, sino que se generan una serie de presupuestos y disposiciones que establecen y determinan la manera en cómo se deben llevar a cabo dichas conductas, tanto para los particulares como para el Estado.

Se evidencia ardua normatividad en el aspecto de hidrocarburos y sus derivados, conllevando a que la legislación sea muy especializada y particular; donde el tema relacionado con el almacenamiento estratégico de gas no debe ser la excepción.

Desde la misma Constitución Política, encontramos que el centro de la regulación gira en pro del ser humano, que, si bien se beneficia de todo lo que hay a su alrededor, y cuyo ordenamiento jurídico constantemente emite normas; estas

promulgan protección directamente al hombre. Verificándose con el presente estudio que cada etapa o procedimiento observado para la realización de esta proposición (almacenamiento estratégico de gas), se debe agotar teniendo presente al ser humano.

Al ser el gas una energía alternativa, amerita una alta atención por parte del estado en cuanto a su regulación, que tenga en cuenta tanto los aspectos ambientales involucrados como el recurso humano que realice la operación de conformidad a las modificaciones y situaciones propias del mercado que conllevan a la permanente observación y actualización de la norma, y por qué no que sea el inicio o complementación de lo que podríamos llamar el Código Único de Hidrocarburos, lo cual permitiría la sistematización de la ley en un ordenamiento jurídico concreto.

Por tal razón, a fin de plantear y llevar a cabo una correcta regulación del almacenamiento estratégico de gas natural en el municipio de Zipaquirá, se identificaron los siguientes aspectos ambientales, que se pueden presentar según las actividades a realizar por etapa, como se puede observar en la tabla 19.

Tabla 19.

Actividades por etapa del almacenamiento de gas natural

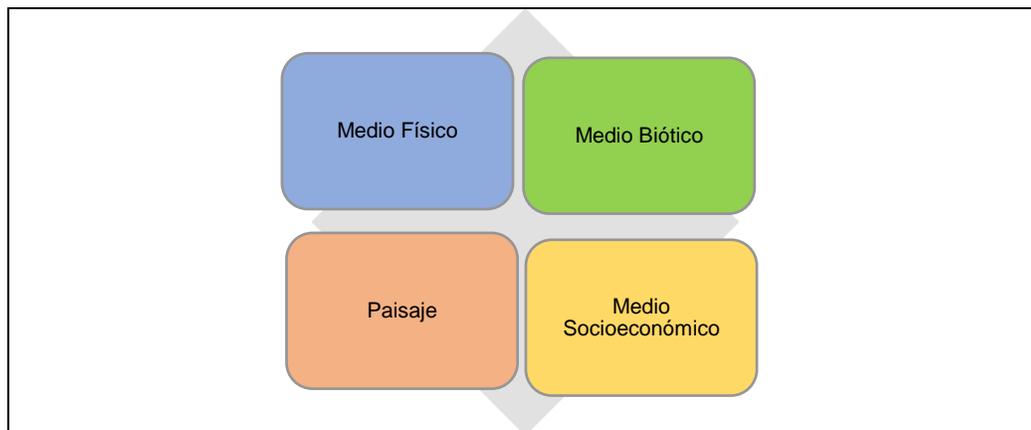
ETAPAS		Actividades
Exploración e investigación		Realización de sísmica
		Acondicionamiento del terreno
		Pozo investigación
Construcción	Perforación eventual	Construcción de pozo
	Desarrollo de cavidad salina	Lixiviación
	Construcción de la planta	Construcción de nuevas instalaciones en superficie
		Almacenamiento de materiales y residuos
Operación y mantenimiento		Extracción e inyección
		Acondicionamiento del gas
		Operación de control
Desmantelamiento		Desmontaje
		Restitución del terreno

Nota. La tabla indica cada de una de las actividades desarrolladas por etapa que pueden generar un impacto ambiental.

En las tablas siguientes, se plantearon los aspectos ambientales según el medio afectado y la causa del impacto.

Figura 39.

Medios afectados en el almacenamiento de gas natural.



Nota: La figura representa los medios afectados según la causa del impacto.

Tabla 20.

Causas de impacto de los aspectos ambientales (Medio Físico).

Aspectos ambientales	¿Por qué?
Modificación de la geomorfología	Se debe a los procesos de construcción necesarios, los cuales pueden llegar a generar transformaciones en la superficie de la tierra.
Riesgo de erosión	Posible desplazamiento de la capa superior del suelo debido a procesos como construcción y acondicionamiento del terreno.
Afectación del suelo	Cambios en las condiciones iniciales del suelo debido al uso de maquinaria pesada y a trabajos de construcción que implican la intervención del mismo.
Pérdida de capa orgánica	Al llevar a cabo el acondicionamiento del terreno para ejecutar la actividad, se reduce en gran porcentaje el contenido de materia orgánica del suelo.
Cambios en el patrón de usos del suelo	La actividad de almacenamiento estratégico de gas natural implica cambios que limitan el uso del suelo para actividades que requieren de condiciones específicas.
Alteración de condiciones del suelo por contaminación	Cambios físicos y químicos debido a la realización de actividades invasivas y a posible contacto con residuos peligrosos
Captación de agua	Para llevar a cabo el almacenamiento es necesario el uso de grandes cantidades de agua, afectando de manera directa la disponibilidad del recurso.
Contaminación a cuerpos de agua	Las operaciones que se desarrollen en subsuelo pueden llegar a contaminar ciertos cuerpos de agua. Por otro lado, el posible vertimiento de salmuera que no ha sido tratada de manera correcta puede generar contaminación en el mar.
Aumento niveles de ruido y vibraciones	Incremento de los niveles de ruido por la generación de ondas.
Incremento concentración material particulado	El uso de maquinaria pesada genera incremento de partículas en el aire
Emisión de gases de efecto invernadero	Se debe a actividades involucradas durante la operación y mantenimiento del almacenamiento del hidrocarburo.

Nota. En la tabla se observan los medios impactados a evaluar en el medio físico que involucra el almacenamiento y sus causas.

Tabla 21.

Causas de impacto de los aspectos ambientales (Medio Biótico).

	Aspectos ambientales	¿Por qué?
Medio Biótico	Afectación a la vegetación	El acondicionamiento del terreno y el uso de maquinaria en el espacio destinado para el desarrollo del proyecto implica la eliminación parcial o total de vegetación.
	Desplazamiento de fauna	La maquinaria e instalaciones que involucran el proyecto implica el uso de terreno que puede estar habitado por especies, las cuales en algún momento se ven obligadas a desplazarse
	Reducción del hábitat	Se debe al acondicionamiento de terreno, reduciendo el lugar adecuado en el que vive un organismo.

Nota. En la tabla se observan los medios impactados a evaluar en el medio biótico que involucra el almacenamiento y sus causas.

Tabla 22.

Causas de impacto de los aspectos ambientales (Paisaje).

	Aspectos ambientales	¿Por qué?
Paisaje	Intrusión visual	Las instalaciones ubicadas en el terreno disponible para realizar el almacenamiento alteran el panorama visual de la zona.

Nota. En la tabla se observan los medios impactados a evaluar en paisaje que involucra el almacenamiento y sus causas.

Tabla 23.

Causas de impacto de los aspectos ambientales (Medio Socioeconómico).

	Aspectos ambientales	¿Por qué?
Medio socioeconómico	Generación de expectativas	Se debe a ideales o perspectivas por parte de la población en relación al desarrollo del proyecto.
	Afectación de personas o grupos poblacionales	En algunas ocasiones el desarrollo del proyecto implica la realización de actividades que afectan el bienestar de la población, por ejemplo, contaminación auditiva y uso de recursos.
	Afectación a infraestructura existente	Según el espacio que se requiere para llevar a cabo el almacenamiento de gas natural, puede llegar a ser necesario la alteración de la infraestructura presente en la zona.
	Aumentos accidentalidad	Durante el almacenamiento de gas natural, las etapas de construcción y operación/mantenimiento son vulnerables a que presenten estallidos o incendios, por tal motivo es necesario antes de llevar a cabo alguna actividad, realizar un correcto análisis de riesgo con el fin de minimizar o evitar accidentes no planeados.
	Aumento valor de la zona	El desarrollo del proyecto, representa una valorización de la zona gracias a los ingresos que genera la actividad económica. Además, puede ser de base para el desarrollo de nuevos proyectos en relación a la energía transicional, aumentando la inversión en la zona.
	Cambios en la movilidad	El transporte de maquinaria y materiales se realiza por las vías de la zona, repercutiendo en cambios en la movilidad.
	Demanda de bienes y servicios	Todas las actividades que comprenden el desarrollo del almacenamiento implican el uso de terreno, energía y agua.
	Demanda mano de obra	Para llevar a cabo todas las etapas que comprenden el desarrollo del proyecto, es necesario contratar personal capacitado, lo que conlleva a la creación de empleo.
	Desarrollo Regional	El proyecto permite la reactivación de la economía local, contribuyendo a las reservas estratégicas de energía y al funcionamiento del sistema gasista, lo que indica un desarrollo regional de la zona.

Nota. En la tabla se observan los medios impactados a evaluar en el medio físico que involucra el almacenamiento y sus causas.

Teniendo en cuenta las tablas anteriores, se generó una Matriz Base de Identificación de Aspectos Ambientales, la cual tiene en cuenta las etapas y actividades del almacenamiento subterráneo de gas natural y los aspectos ambientales de cada medio que se ven impactados por esta actividad. La matriz se puede observar en el Anexo I.

En el Anexo II se realiza la caracterización de los aspectos ambientales a partir de criterios para una mejor comprensión de los efectos que puede ocasionar el almacenamiento estratégico.

Como ya bien se ha expuesto a lo largo del presente escrito, consideramos procedente reiterar que si bien es cierto es viable que se lleve a cabo almacenamiento de gas natural en cavernas salinas, también es cierto que tal actividad lleva intrínseco un alto grado de riesgo, tanto para el ser humano como para el medio ambiente.

Por lo tanto, se considera que la regulación de la actividad que con este proyecto sugerimos, debe ser integral; es decir donde se establezcan desde los requisitos previos a la realización de la actividad, como hasta lo concernientes a la actividad misma.

Dentro de los previos a la actividad, podemos sugerir aquellos requisitos que debe reunir tanto la persona natural o jurídica que desee llevar este tipo de procesos, como aquellos que establezca las características indispensables que debe reunir la caverna y/o cavernas donde se pretende almacenar el gas.

Para ello planteamos:

3.1.1. Requisitos de la persona natural o jurídica que realizara la actividad

En este aspecto se requiere establecer normativamente las condiciones que debe reunir el operador, entre ellas se plantean:

- Si es persona natural ser colombiano; en su defecto tener la nacionalidad colombiana, y/o realizar actividades relacionadas con los hidrocarburos en Colombia.
- Tener registro mercantil que constate tal situación.
- Tener RUT donde se registre la actividad de hidrocarburos y/o gas.
- Poseer un capital social igual o superior a dos mil (2000) salarios mínimos legales mensuales vigentes.
- Gestionar licencia de funcionamiento (donde se debe establecer el procedimiento propio a su otorgamiento).

3.1.2. Requisitos de la caverna salina

Aquí se puede verificar a quien pertenece la misma, si es de propiedad pública o privada.

3.1.2.a. Propiedad Pública.

- Previo habersele adjudicado su explotación de conformidad a parámetros de licitación y/o concesión.
- La caverna debe según estudio previo, reunir requisitos de profundidad entre 500m y 1500m y espesor con un contenido mayor al 70% de NaCl.
- La zona de operación de almacenamiento debe contener las señalizaciones propias de la actividad, a fin de evitar potenciales accidentes tanto laborales como de carácter civil.
- Debe tener en cuenta las normas ambientales que regulan las actividades mineras y/o de hidrocarburos.

3.1.2.b. Propiedad Privada.

- Previo habersele otorgado licencia de funcionamiento y/o de explotación.
- Y todas las demás que reúne las de dominio público

3.1.3. Requisitos de carácter laboral

Al tratarse de una actividad cuyo riesgo es de aquellos de alta accidentalidad y peligrosidad; y por ser propia de la rama de hidrocarburos, para la vinculación del personal se debe tener:

- La vinculación del personal a laborar debe ser prioritariamente de la región donde se encuentre la caverna a ser utilizada para el almacenamiento de gas.
- La vinculación del personal se debe realizar a través del Servicio Público de Empleo.
- Se debe tener un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

De esta forma se puede establecer requisitos propios de la actividad, donde entraría a ser parte de las normas existentes a hidrocarburos y sus derivados; o en su defecto se estableciera la reglamentación propia de esta labor.

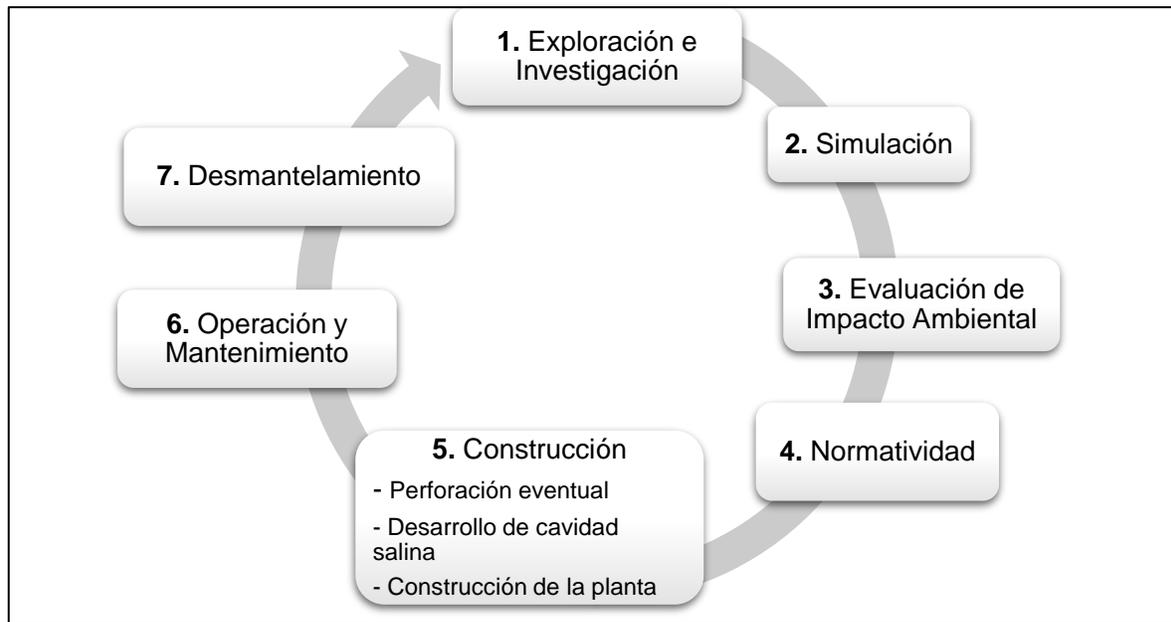
Por último, se analiza que el presente proyecto es de carácter netamente académico, sin embargo, se considera que el mismo no es del todo encuadrado a la academia, pues analizando las necesidades del país, específicamente en el abastecimiento y/o cubrimiento de necesidades básicas de sus pobladores, esta iniciativa es de gran impacto dado que permite responder de forma rápida a momentos o situaciones de contingencia, incluso ante variaciones de picos de oferta y demanda.

3.2. Plan estratégico de almacenamiento de gas natural en cavernas salinas

Con fundamento en que existe la necesidad de generar un almacenamiento de gas natural, con el propósito de suplir la demanda y picos energéticos; el presente proyecto establece el siguiente plan estratégico, planteando las siguientes etapas:

Figura 40.

Etapas Plan Estratégico de almacenamiento de gas natural en cavernas salinas



Nota. En la figura se puede observar las etapas planteadas para llevar a cabo el almacenamiento de gas en cavernas de sal.

3.2.1. Exploración e Investigación

Se debe analizar e investigar a partir de estudios geológicos y geofísicos para verificar que las condiciones sean aceptables para el almacenamiento. En el aspecto geológico se debe asegurar la oportunidad de un volumen de sal suficiente para el desarrollo de una cavidad y en el aspecto hidrodinámico, se debe asegurar que no existan contenidos de sal expuestos.

La fase de exploración adquiere gran relevancia dado que se desconoce por completo cuál será la zona más óptima para su localización.

Adicional, se debe hacer una recopilación de toda la información existente en el área de estudio, como lo es:

- Volumen disponible del yacimiento de sal
- Profundidad del yacimiento

- Caracterización de la sal
- Espesor de la sal
- Volumen de gas a almacenar

A partir de la obtención de estos datos, se acota la zona de exploración y se focaliza el estudio en el área que cumpla con las condiciones requeridas. Además, se debe tener en cuenta factores de seguridad para dar comienzo al desarrollo del proyecto.

3.2.2. Simulación

Se debe llevar a cabo un modelado con el fin de realizar una interpretación de datos a partir de la construcción de un modelo dinámico que sirve como base para la definición de los escenarios de desarrollo mediante la simulación de los ciclos de producción e inyección previstos para el almacenamiento subterráneo, en donde se utiliza como datos de entrada la información adquirida durante las fases de exploración e investigación.

Esta etapa resulta de gran utilidad para la continuación del desarrollo del proyecto.

3.2.3. Evaluación de impacto ambiental (EIA)

Se debe realizar una evaluación de impacto ambiental de cada una de las actividades que involucra realizar el almacenamiento que pueden alterar la calidad del medio ambiente y afectar el bienestar, incluyendo impactos relacionados a la biodiversidad, vegetación y ecología, agua y aire y, aspectos socioeconómicos, con el fin de establecer acciones de mitigación, tanto para reducir los impactos negativos como para la generación de aportes de carácter positivo para el medio ambiente natural y bienestar; toda vez que a medida que aumenta la población los recursos son más limitados. [39]

3.2.4. Normatividad

Se debe evaluar la forma en que está regulado el almacenamiento, leyes, normas, artículos y decretos, estrechamente relacionados a cada una de las actividades que implica la ejecución del proyecto, cumpliendo con todos los requerimientos y/o requisitos establecidos, con el fin de asegurar una operación sana tanto a nivel administrativo como operativo.

3.2.5. Construcción

De acuerdo a los objetivos y tiempo del desarrollo del proyecto académico, esta fase no se llevó a cabo; sin embargo, se proyecta un plan recomendado para un posible almacenamiento estratégico de gas a futuro.

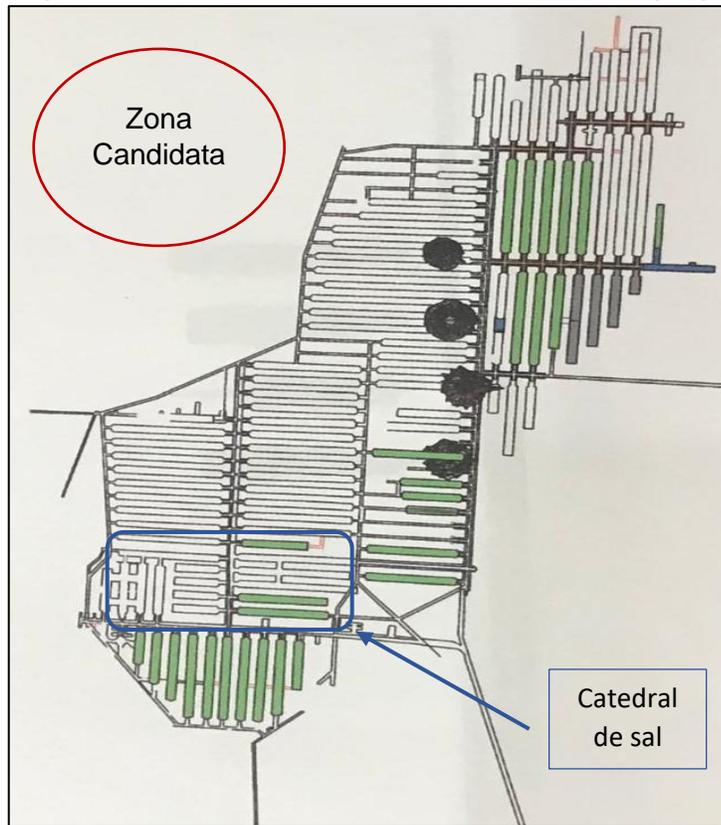
Esta etapa comprende las fases de perforación, desarrollo de la cavidad salina y construcción de la planta en superficie.

3.2.5.a. Perforación. Esta fase corresponde a la construcción de un posible pozo que conectaría el yacimiento de sal con la superficie, para evaluar las posibilidades de inyectar, almacenar y extraer el gas natural.

Para la zona de estudio del presente proyecto, teniendo en cuenta que existe una actividad turística en el lugar, se analizó el área más distante con respecto a la catedral de sal de acuerdo al volumen disponible del yacimiento, esto con el fin de garantizar la seguridad del personal y turistas allí presentes.

Figura 41.

Mapa de distribución de las minas de sal de Zipaquirá



Nota. Se puede observar en la figura la ubicación de la catedral de Sal de Zipaquirá y la distribución de cada uno de los socavones perforados para la explotación y producción de sal industrial.

Existe una producción de gas que proviene del yacimiento de sal, por esta razón Zipaquirá cuenta con un sistema de monitoreo diario y de ventilación, para controlar los niveles del mismo. A continuación, se presentan las concentraciones máximas permisibles de gas para el acceso de turistas a la catedral de sal.

Tabla 24.

Concentración máxima de gases para la catedral de sal

TABLA DE GASES		
CH4	1%	Metano
CO	25 ppm	Monóxido de Carbono
O2	19,50%	Oxígeno
CO2	0,5 %, 5000 ppm	Dióxido de carbono
H2S	1 ppm	Ácido sulfhídrico
NO2	0,2 ppm	Nitrosos
Significado: PPM y VOL%, concentración máxima permisible		

Nota. La tabla ilustra el porcentaje máximo de los diferentes gases emanados por el yacimiento de sal para permitir el acceso de turistas a la catedral de sal.

Se identifica a partir de la Figura 41 que cada uno de los socavones se encuentran interconectados, por esta razón no es conveniente almacenar gas natural en estas cavidades, dado que el sistema de seguridad tendría que ser modificado.

Así las cosas, para llevar a cabo la construcción del almacenamiento, la perforación se debe realizar en una zona totalmente aislada de los socavones ya existentes, para no correr el riesgo de aumentar la producción de gas emanado de la formación. De esta forma, la operación y mantenimiento del volumen de almacenamiento de gas natural, será independiente de los volúmenes ocupados por la catedral de sal y producción de sal industrial.

Con el fin de proyectar una posible profundidad a la que se llevaría a cabo el almacenamiento de gas natural, teniendo en cuenta que la profundidad total del yacimiento de sal de Zipaquirá es de aproximadamente 1350 m [22], y que según valores típicos los cuales fueron mencionados en el marco teórico del presente proyecto el techo de una caverna de sal se debe encontrar mínimo a 630 m de profundidad por factores de seguridad, se establecen los siguientes parámetros para el posible almacenamiento en Zipaquirá.

Tabla 25.

Parámetros de posible perforación en yacimiento de sal de Zipaquirá

Parámetros	Profundidad (m)
Profundidad máxima	1200
Techo de la cavidad	1100
Brocas	
Tricono 24"	100
Tricono 15"	1100
Tricono 12"	1200
Caising	
Caising 20"	100
Tuberías	
Tubing 13 3/8" (Gas)	1100
Tubing 9 5/8" (Salmuera)	1200
Tubing 7" (Agua)	1200

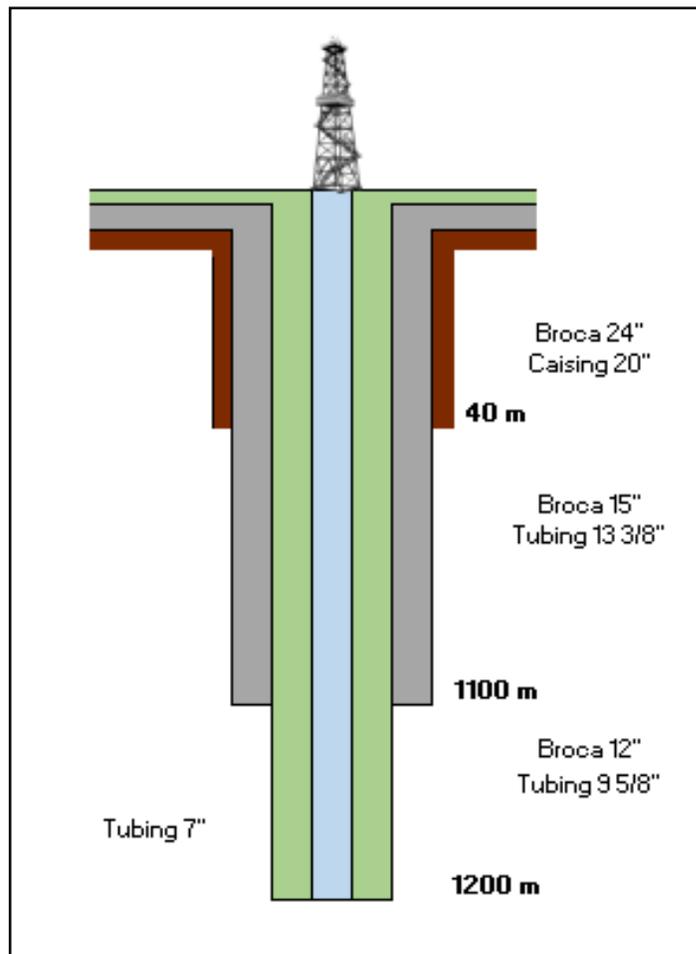
Nota. La tabla ilustra las diferentes profundidades a las que se puede llevar a cabo la posible perforación.

La selección del tamaño de las brocas y tuberías se realizó con base en estados mecánicos relacionados a perforación de pozos en yacimientos de sal, realizados por Brinsa en el año 2014.

Teniendo en cuenta los datos de la Tabla 25, se plantea el siguiente estado mecánico.

Figura 42.

Estado mecánico de posible perforación



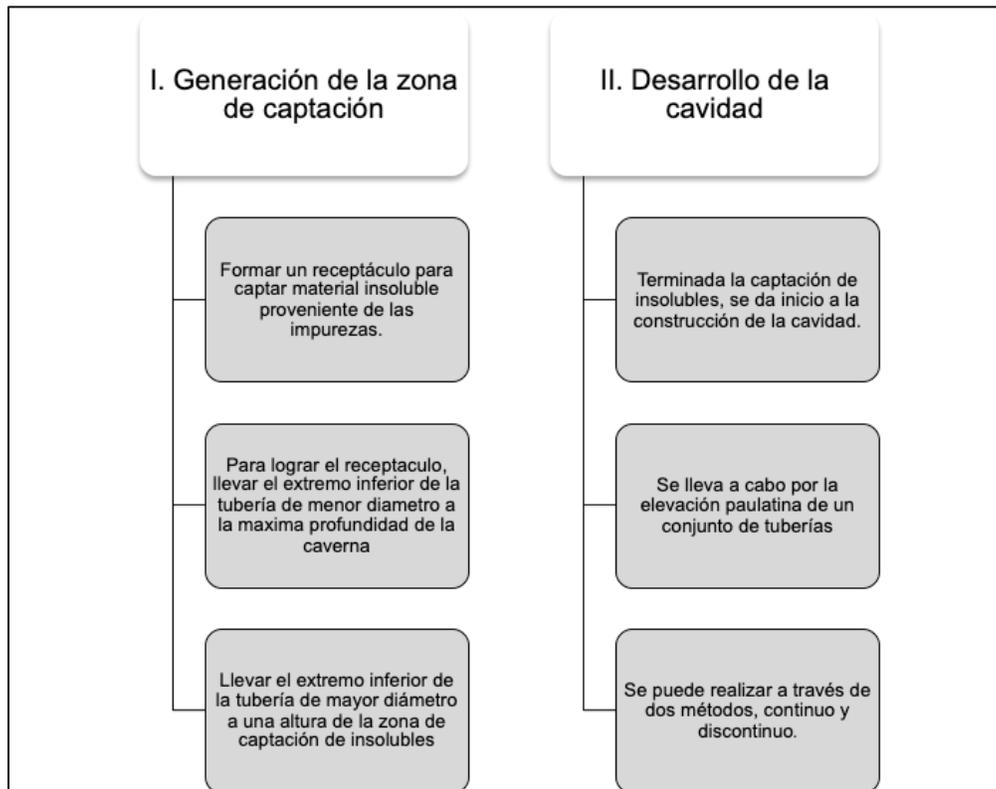
Nota. Se ilustra el estado mecánico con datos posibles como profundidad y diámetros de tubería, para llevar a cabo la perforación.

La principal diferencia respecto a la perforación del resto de almacenamientos reside en la tubería de perforación. Ésta está formada por tres tubos concéntricos, uno para cada uno de los fluidos con los que se hace necesario trabajar; agua, salmuera y gas.

3.2.5.b. Desarrollo de la cavidad salina. El desarrollo de la cavidad comprende dos etapas, las cuales se pueden visualizar en la figura 43.

Figura 43.

Etapas para el desarrollo de la cavidad salina



Nota. Se muestra las etapas que deben considerarse para la construcción de la cavidad sal.

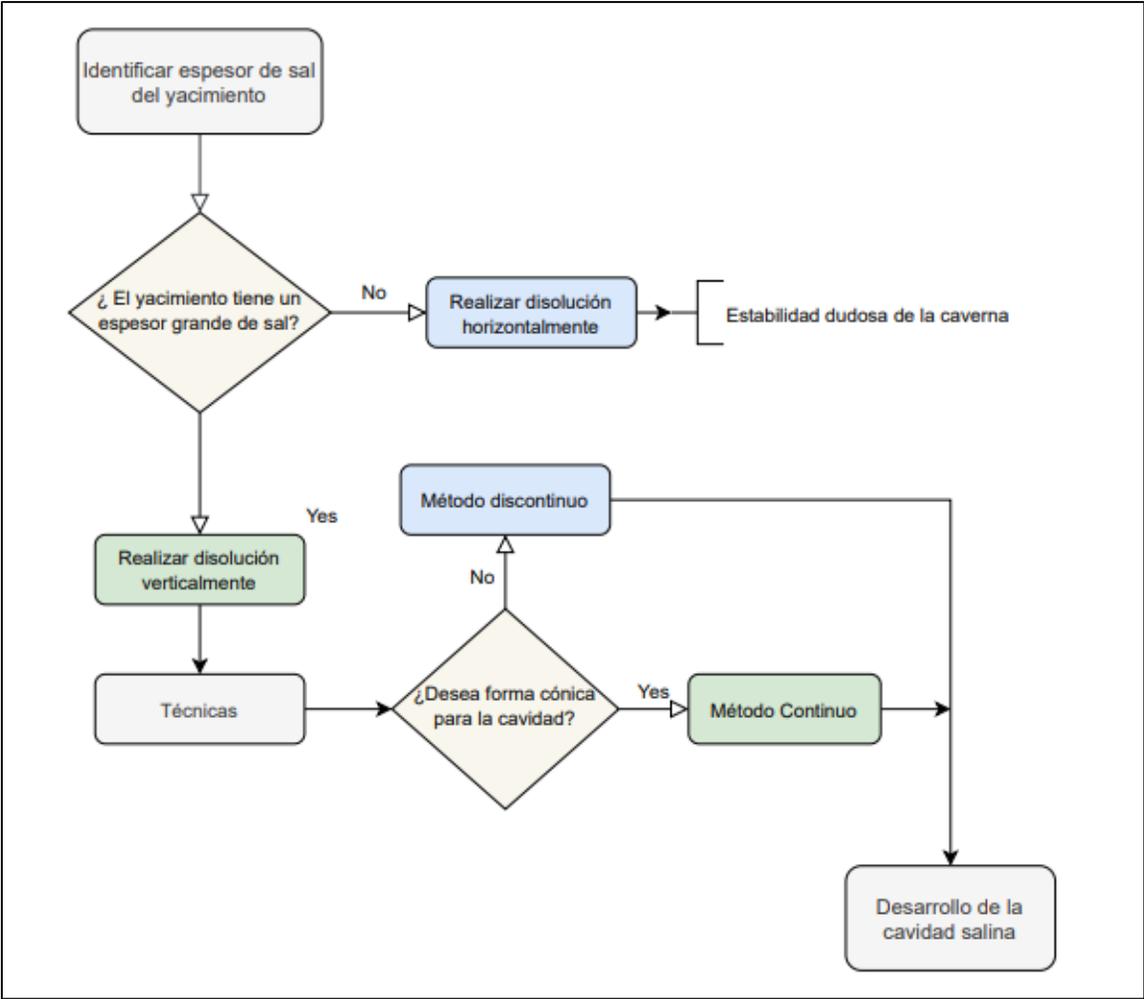
Para el desarrollo de la cavidad es de gran importancia asegurar la estabilidad a través de la formación del techo de la caverna, ya que en esta área se presenta el mayor esfuerzo.

La construcción de la cavidad se basa en un proceso de lixiviación que consiste en la inyección de agua controlada a la formación, la cual disuelve la roca de sal y permite su producción como un fluido al exterior, formándose así una cavidad hueca en la roca salina, de un volumen estimado a calcular.

En el siguiente diagrama de flujo se puede observar cada una de las alternativas a considerarse de acuerdo al espesor de la sal presente y la forma que se busca obtener durante la construcción.

Figura 44.

Diagrama de flujo de métodos para desarrollo de cavidad.



Nota. El diagrama de flujo representa el proceso a seguir para la elección de la técnica más adecuada según factores como el espesor.

Dependiendo del tamaño del espesor de la capa de sal, existen dos técnicas para desarrollar la cavidad: Métodos inverso y directo, también conocidos como métodos continuo y discontinuo respectivamente.

«Para llevar a cabo el método inverso se usan dos tuberías concéntricas hasta la posición donde se situará el fondo de la caverna, quedando la más externa a unos metros por encima de la interior. El agua dulce se inyecta por el espacio anular entre las dos tuberías mientras que la salmuera saturada se recupera por el interior de la tubería central. Para evitar una disolución incontrolada, se bombea a la cavidad un gas licuado, siendo éste generalmente nitrógeno o incluso el propio gas natural. Se consigue formar un tapón de gas en la superficie de la salmuera, también llamado blanket, que impide la posible disolución de la parte alta de la cavidad. Conforme la cavidad se va generando las dos tuberías centrales se van levantando desarrollándose así la caverna verticalmente.» [1]

Algunas características de esta técnica son que la parte superior aumenta de manera más rápida y la salmuera obtenida presenta altas concentraciones.[13]

«Por otra parte, para el método directo se sitúa una tubería cementada a la altura de la parte alta de la caverna. El agua dulce es inyectada por la tubería de menor diámetro y la salmuera será recuperada por el espacio anular entre las tuberías colgadas. En este caso el papel del tapón de gas es diferente, actuando como un pistón, de forma que al aumentar la presión el nivel desciende empujando la salmuera hacia el exterior. Y del mismo modo, al liberar la presión de gas desde el exterior, el nivel se eleva hasta la parte alta de la caverna, permitiendo la entrada de agua dulce a través de la tubería central. También en este caso la tubería central se va retirando a posiciones más elevadas según avanza el desarrollo de la caverna.» [1]

Para este método, la parte inferior aumentará en la medida en que aumente el caudal de agua suministrada y la salmuera en la parte inferior es más liviana debido al ingreso continuo de agua dulce. [13]

Independientemente de la técnica aplicada, se debe tener en cuenta varios factores que afectan el desarrollo de la cavidad, los cuales pueden ser modificados durante el proceso con el fin de obtener los resultados esperados:

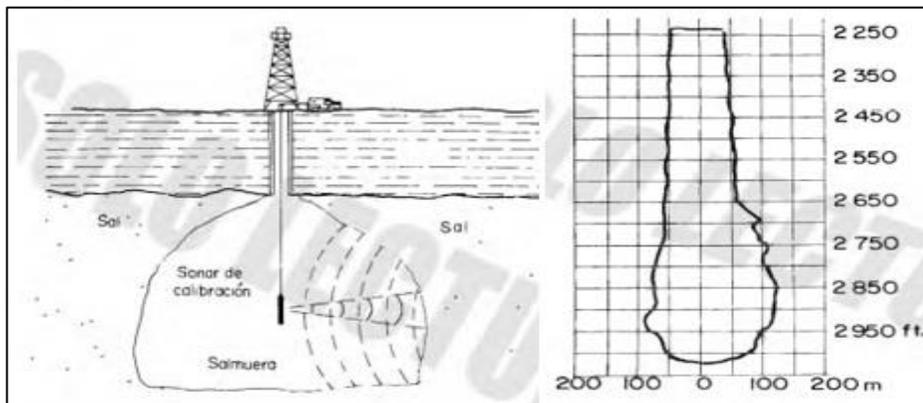
- Posición de la tubería colgada de menor diámetro.
- Posición de la tubería colgada de mayor diámetro.

- Características del fluido entrante
- Caudal
- Modo de disolución

Los factores mencionados se pueden cambiar a partir de registros acústicos de calibración denominados “Sonar de Calibración” y medidores de volumen los cuales dan a conocer la geometría y capacidad de la cavidad durante su desarrollo, estos se deben realizar de manera periódica en función de las cantidades de sal disueltas.

Figura 45.

Registro sonar de calibración

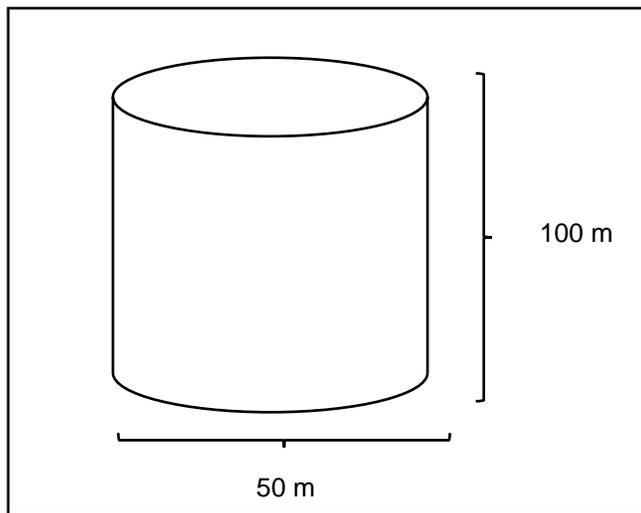


Nota. La figura ilustra la toma del registro acústico (Sonar de calibración) y su resultado gráfico. Tomado de: P. González V., R. González F., V. M. García A., Estudio del almacenamiento subterráneo para petróleo crudo, tesis pre. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, Instituto Politécnico Nacional, México D.F., México, 1984.

En el caso de Zipaquirá se plantea la construcción de la cavidad salina con una forma cilíndrica de 50 m de diámetro y 100 m de profundidad, lo cual generará una capacidad de almacenamiento de 196.349 m³.

Figura 46.

Dimensiones de la posible caverna salina

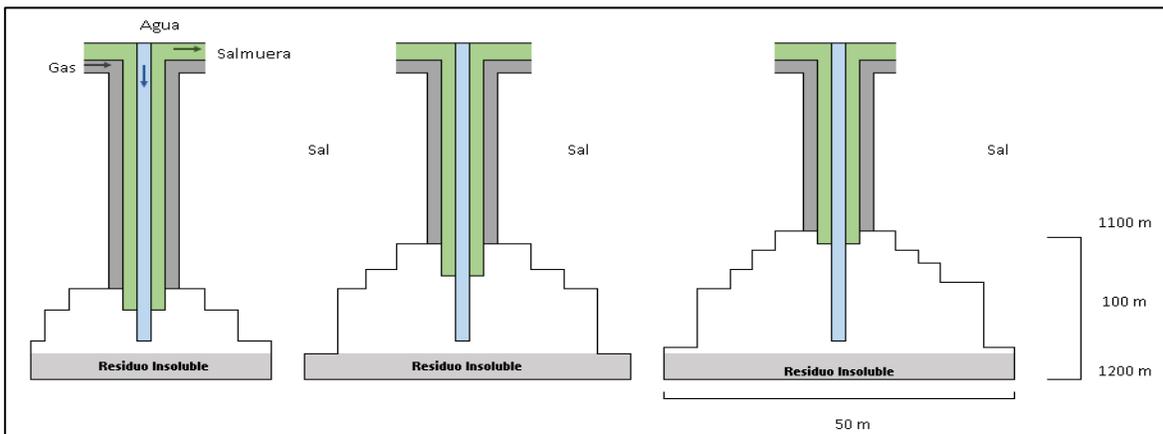


Nota. La figura ilustra el diámetro y profundidad de la posible caverna salina.

Para lograr la forma y volumen deseado se selecciona el método de lixiviación directa, la cual se deberá llevar a cabo inyectando el agua a través de la tubería de 7" y la salmuera ser extraída por la tubería de 9 5/8", en base al estado mecánico de la perforación.

Figura 47.

Construcción de cavidad salina



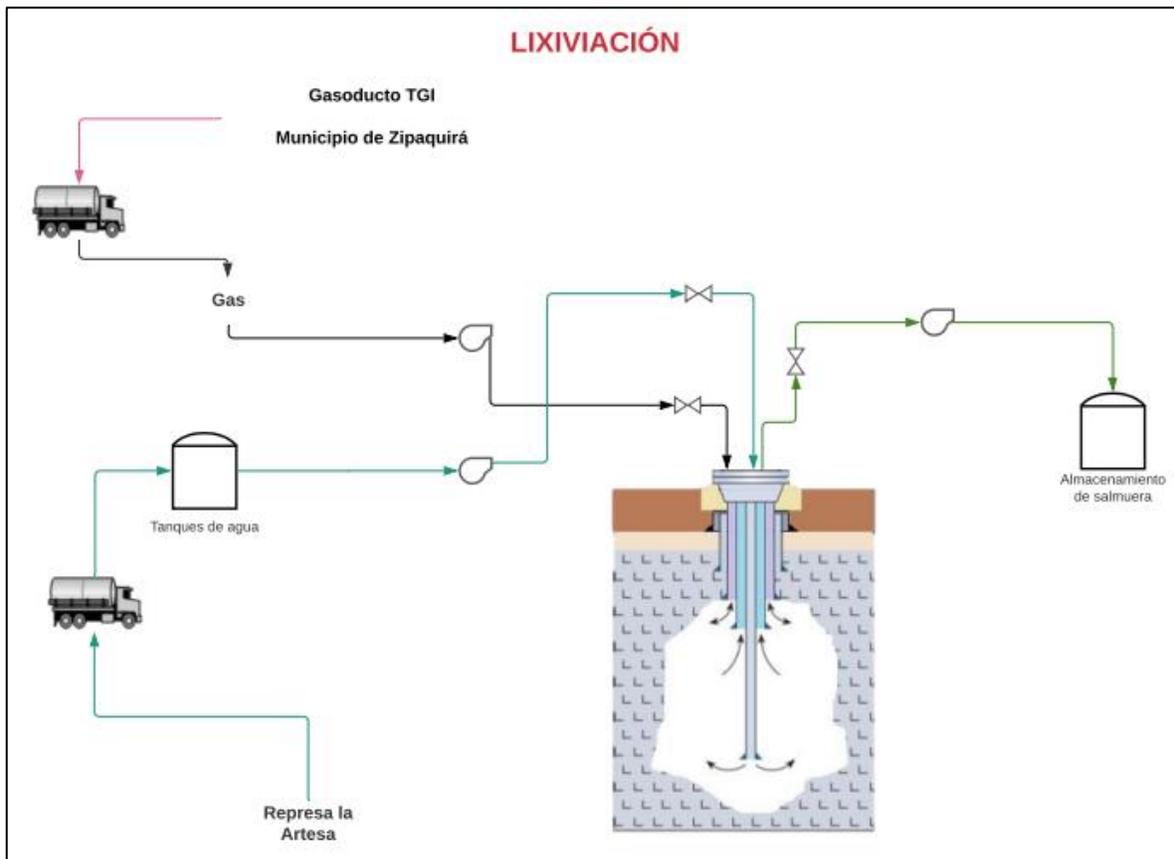
Nota. La imagen muestra el proceso que lleva a cabo para la creación de una cavidad de sal con el fin de poder almacenar gas natural.

El proceso de lixiviación requiere 8 m³ de agua por cada m³ de la caverna a formar, teniendo en cuenta que el yacimiento de sal de Zipaquirá es operado por COLSALMINAS LTDA y que esta cuenta con permiso de concesión para el uso de agua de la quebrada la Artesa y Pantano Redondo, se hará la captación de agua requerida para el desarrollo de la cavidad.

Finalmente, se plantea el siguiente diagrama de procesos que involucra la forma de operación de la lixiviación, incluyendo la zona de recepción de agua y gas y la zona de disposición de salmuera.

Figura 48.

Diagrama de procesos de Lixiviación



Nota. La figura representa el proceso de lixiviación para la construcción de la cavidad salina.

En relación a la salmuera que se genera en el proceso, se debe disponer de un dispositivo para su almacenamiento como los son tanques o presas, que por lo

general supera al volumen útil de la cavidad, toda vez que es requerida durante la operación de inyección y extracción de gas natural de la caverna.

Además, se deben considerar factores atmosféricos durante la construcción de las facilidades de almacenamiento, dado que tienen cierta influencia en su desarrollo. En la Figura 49 se muestran los más importantes.

Figura 49.

Factores atmosféricos para el almacenamiento de salmuera



Nota. Se ilustra cuales son los principales factores atmosféricos que se deben tener presentes durante la construcción de la oquedad en el yacimiento de sal.

3.2.5.c. Construcción de la planta en superficie. Esta fase consiste en la construcción de las instalaciones necesarias para todo el desarrollo de la operación de almacenamiento de gas natural en la caverna de sal. Esto incluye el acceso a la planta, el espacio disponible para compresores, unidades de deshidratación y demás equipos que se requieran.

La construcción de la planta se debe realizar con base en el Artículo 113. del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el

cual establece que los pozos deberán estar a 100 metros de cualquier construcción o instalación y que los quemadores de gas deben estar situados a no menos de 50 metros de cualquier instalación según el Artículo 235.[40]

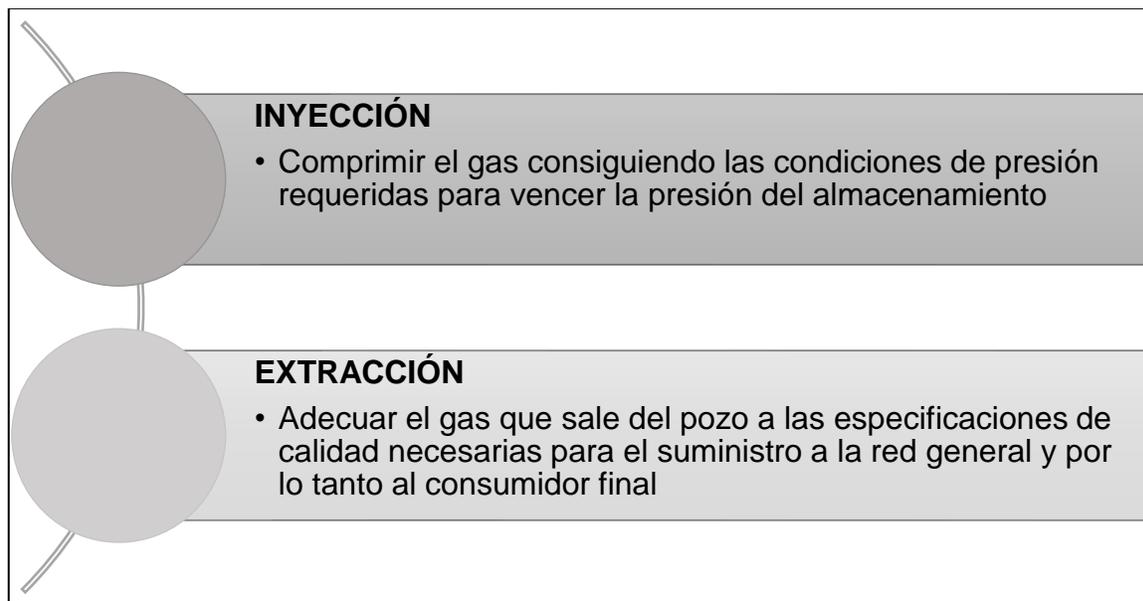
3.2.6. Operación y mantenimiento

En la fase de operación entra en funcionamiento cada una de las instalaciones de superficie, por medio de las cuales se acondiciona el gas, según la operación a ejecutar, es decir, inyección para poder almacenar el gas o extracción del gas natural del almacén para que sea enviado a la red básica de transporte.

Esta información está basada en el documento “**Almacenamiento subterráneo de gas natural de Serrablo**”.[41]

Figura 50.

Operaciones de inyección y extracción



Nota. La figura describe las condiciones en las que se debe encontrar el gas para poder llevar a cabo las operaciones de inyección y extracción.

Cada uno de los equipos involucrados en la operación deben funcionar de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura de la caverna.

Con base al **proyecto “Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico”** [42] y el **artículo “Minimum operating pressure for a gas storage salt cavern under an emergency: a case study of Jintan, China”**[43], se estableció una temperatura de 45 °C y una presión de 1406.87 psi para la caverna de almacenamiento de Zipaquirá, valores que se encuentran dentro de los rangos de operación típicos de este tipo de almacén.

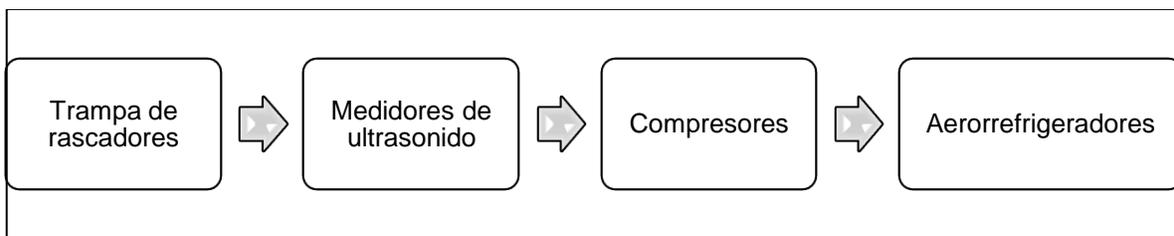
3.2.6.a. Proceso de inyección. El gas natural procedente del gasoducto se somete a una medición de precisión con objeto de registrar el volumen de gas recibido, así como su composición.

Adicional, el gas sufre un cambio de presión que según las necesidades se puede ejecutar bien sea en una o en dos etapas. Seguido a esto, se inyectará el gas natural a la caverna salina, lo cual involucra una serie de instalaciones para acondicionar el gas y de esta manera poder ser inyectado.

El gas debe pasar a través de:

Figura 51.

Instalaciones de acondicionamiento del gas (Inyección)



Nota. La figura ilustra las diferentes instalaciones ubicadas en superficie por las que debe pasar el gas con el fin de que sea acondicionado para llevar a cabo el proceso de inyección a la cavidad salina.

1. Trampa de rascadores: Su función se basa en el mantenimiento y limpieza de tuberías que se debe realizar de manera previa a la inyección o extracción del gas natural del almacén.

Figura 52.

Trampa de rascadores



Nota. La figura representa una trampa de rascadores. Tomado de: Mibérico. (s.f.). “Trabajos realizados”. [En línea] <https://www.miberico.com/trabajos-realizados/>. [Acceso: Mayo 2, 2021].

2. Medidores de ultrasonido: Sirven para medir el caudal que ingresa a la planta. Según la composición del gas y lo que indica los medidores de ultrasonido, se puede tener información del caudal que se está inyectando al almacén.

Figura 53.

Medidor de ultrasonido



Nota. La figura representa un medidor de ultrasonido. Tomado de: Ingeniería Química, “Novedoso diseño de un medidor de flujo de gas ultrasónico”, 26, marzo,2018, [En línea]. Disponible en: <https://iquimica.com.ar/caudalimetro-ultrasonico-medidor-de-flujo-de-gas/>

3. Compresores: Ayuda al gas a tener saltos de presión, con el fin de vencer la presión presente en el yacimiento y que el hidrocarburo pueda ser inyectado en el almacén. Se requiere que se lleven a cabo dos etapas dado que un solo compresor no logra realizar el cambio de presión necesario. Se pueden instalar compresores eléctricos o de gas oil.

Figura 54.

Motocompresor a eléctrico



Nota. La figura representa un compresor eléctrico alternativo en Yela. Tomado de: M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Diez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

4. Aerorrefrigeradores: Cuando se aumenta la presión del gas en los compresores, se genera un aumento de temperatura, razón por la que el gas requiere ser refrigerado por medio de aerorrefrigeradores, los cuales permiten un intercambio de calor con el aire; además ayudan a que el gas no experimente un diferencial de temperatura alto con respecto a la existente en el yacimiento.

Figura 55.

Aerorrefrigerador



Nota. La figura representa un aerorrefrigerador de un turbocompresor de Serrablo. Tomado de: M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Díez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

3.2.6.b. Proceso de extracción. Para que el gas pueda ser distribuido debe ser tratado y adaptado según las especificaciones del sistema, pues al momento en que se extrae, puede contener cantidades de fluidos originales del almacén, como agua y contaminantes.

Teniendo en cuenta que el gas se encuentra almacenado a una presión superior a la atmosférica, al momento de abrir su correspondiente válvula del pozo para ser extraído, va a salir por sí solo a la superficie.

1. Inyección de metanol: Evita la formación de hidratos que pueden llegar a generar bloqueos en la tubería de producción de gas. Este reactivo actúa como anticongelante, por lo que se hace necesario que sea inyectado en la tubería que conecta el almacén con el separador, pues durante los primeros procesos de extracción, el gas sufre caídas de presión y por ende disminución de la temperatura.

La inyección de metanol se debe inyectar únicamente en los arranques de producción que suele ser entre los dos primeros días.

Figura 56.

Inyección de metanol



Nota. La figura representa un sistema de inyección de metanol en Serrablo. Tomado de: M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Diez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

2. Separadores por gravedad: Funciona por decantación debido a la acción de la gravedad, facilitando la separación del gas y agua con el fin de que el gas llegue con un menor contenido de agua a las torres de secado.

Figura 57.

Separadores



Nota. La figura ilustra separadores ubicados en Serrablo. Tomado de: M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Diez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

3. Torres de secado (TEG): El gas que se obtiene por los separadores sale prácticamente exento de agua, sin embargo, se encuentra saturado de humedad, por tal motivo debe ser pasado por una unidad de deshidratación con objeto de reducir el contenido de vapor de agua. Para ello se circula el gas húmedo en dirección contraria al trietilenglicol (TEG) en la torre de secado.

El TEG, absorbe el agua que se encuentra presente en el gas, con la finalidad que quede deshidratado hasta las especificaciones dadas y es recogido en la parte inferior de la torre de secado, el cual se regenera para luego volver a ser utilizado. Después de varios ciclos de trabajo donde el TEG haya sido usado por varios años, es retirado y gestionado por un gestor autorizado.

Figura 58.

Torres de secado



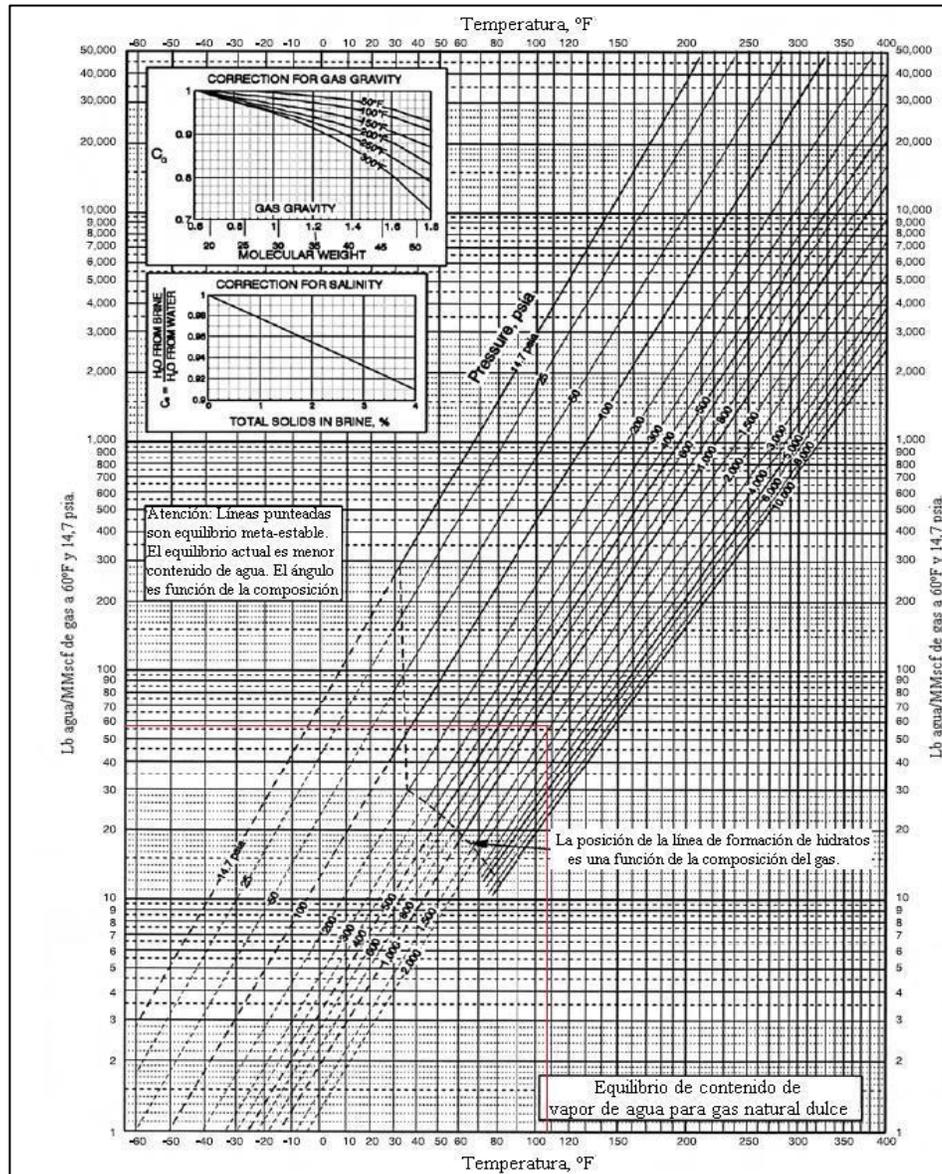
Nota. La figura ilustra torres de secado ubicadas en Serrablo. Tomado de: M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Diez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

Para conocer la cantidad de agua presente en el gas al momento de su extracción de la cavidad salina, se hace uso de la siguiente gráfica, donde se entra con la temperatura y se corta en la presión de la caverna, para este caso 45°C y 1406.87 psi respectivamente.

A estas condiciones, la humedad del gas natural es de 57 lb agua/MMSCF gas y, a partir de este dato calcular la cantidad de TEG necesario para deshidratar el gas extraído.

Figura 59.

Gráfica humedad del gas natural



Nota. La figura ilustra la humedad del gas natural a una temperatura de 45°C y 1406.87 psi de presión. Tomado de: G. Moyano T., *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico*, tesis pre. Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2018.

4. Torres de regeneración del TEG: Una vez deshidratado el gas, el TEG utilizado pasa por un proceso de destilación en las torres de regeneración. A una temperatura de 200°C, el agua se evapora junto con el gas remanente y el TEG sale en fase líquida, toda vez que su punto de ebullición se genera a esta temperatura y posteriormente es recirculado a la torre de secado.

Figura 60.

Torres de regeneración del TEG



Nota: la figura ilustra un regenerador TEG ubicado en Serrablo. Tomado de: [1] M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Díez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

5. Sistema de odorización: Mediante la inyección de THT (Tetrahidrotiofeno), se obtiene un olor distintivo del gas, el cual debe ser intenso y no debe confundirse con otros olores frecuentes, permitiendo reconocer la llegada del gas natural al consumidor cuando es extraído, y luego ser incorporado a la red básica.[46]

Figura 61.

Sistema de odorización



Nota. La figura ilustra un sistema de odorización en Serrablo. Tomado de: M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Díez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

Según la Resolución 009 de 2005, por la cual se modifica el Artículo 3° de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en el Artículo 1° numeral 3.3 el nivel de concentración mínimo de THT debe ser de 18 mg/m³. [47]

6. Sistema de tuberías: Se deben instalar una serie de tuberías para comunicar todo el sistema de operación del almacenamiento. Por una parte, se requiere de una tubería para transportar el gas desde su recepción hasta su disposición, la cual atraviesa los equipos de inyección y extracción, que a su vez deben estar conectados al sistema de evacuación de gases.

Por otro lado, es necesario tener la disponibilidad de una tubería para transportar el agua que se encuentra en tanques de almacenamiento hacia la cavidad y así mismo, una tubería para transportar la salmuera obtenida desde la cavidad hasta el tanque de almacenamiento correspondiente.

Finalmente, se requiere de tuberías para transportar cada uno de los químicos necesarios para la operación.

Figura 62.

Sistema de tuberías



Nota: la figura ilustra un sistema de tuberías. Tomado de: [1] M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Diez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.

7. Sistema de evacuación de gases: Es un sistema de seguridad que evacua eventuales fugas de gas en caso de emergencia, por ejemplo, cuando hay sobrepresiones en los circuitos de la instalación o por el contrario se requiere despresurizar una parte de la instalación.

Tabla 26.

Sistemas de seguridad para la evacuación de gases

EVACUACIÓN DE GASES	
ANTORCHA	VENTEO
Características	
Sistema de Oxidación térmica	Sistema de evacuación de gas directo a la atmósfera
Quema de gas excedente, se emite a la atmósfera CO ₂	No requiere de ningún tipo de tratamiento
Por normativa API, debe estar encendida 24 h, con el fin de estar disponible en caso de presentarse alguna emergencia	No emite ningún gas de efecto invernadero a la atmósfera, siempre y cuando la planta se encuentre en operación normal.

Nota. La tabla ilustra las características de los sistemas de evacuación de gases: Antorcha o Venteo que son indispensables por motivos de seguridad en la planta.

3.2.6.b. Otras instalaciones.

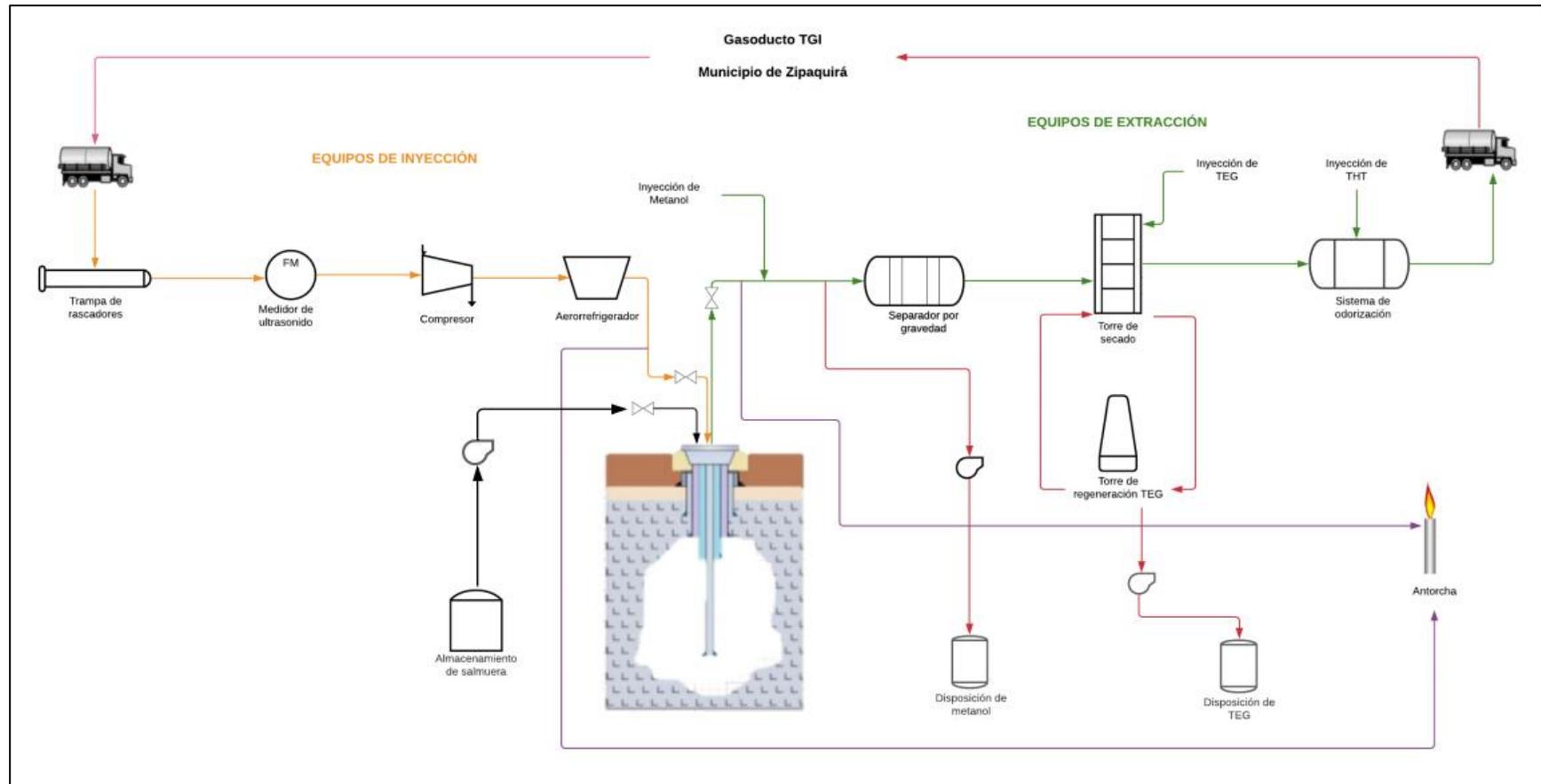
1. Tanques de almacenamiento: Se requieren tanques en los que se almacenan los residuos de metanol y de TEG, cuando ya han perdido sus características originales, debido al tiempo de recirculación en los que se han utilizado; se instalan sobre cubetos de retención que eviten el vertido del contenido al suelo en caso de accidente o de fuga del compuesto químico y finalmente se debe esperar que un gestor autorizado los recoja. Por otro lado, se necesitan tanques para almacenar el agua requerida para la lixiviación y tanques para la disposición de salmuera generada.

En el yacimiento de sal Zipaquirá, se cuenta con tanques de almacenamiento de salmuera debido a la actividad económica que se desarrolla por parte de COLSALMINAS LTDA. Por esta razón, la salmuera se dispondrá en estos tanques para su posible uso en obtención de sal.

2. Oficinas: Punto de trabajo de las personas que operan la planta y donde se tiene el control de toda su operación

Figura 63.

Diagrama de procesos para la operación del almacenamiento de gas natural en el yacimiento de sal de Zipaquirá



Nota. La figura representa las instalaciones y equipos necesarios para llevar a cabo el almacenamiento estratégico de gas natural.

3.2.7. Desmantelamiento

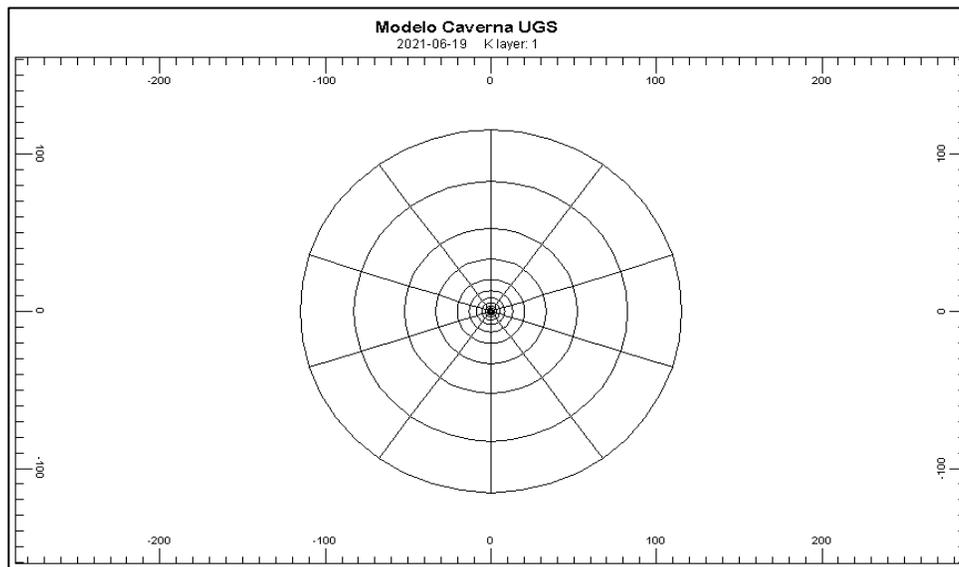
Esta fase tiene lugar al momento en que no se pueda realizar una renovación del almacenamiento en relación a su vida legal, la cual está marcada por la concesión de explotación. Las instalaciones deberán ser retiradas y los pozos entregados a autoridades competentes, los cuales deberán encontrarse sellados y abandonados.

3.3. Análisis de simulación de almacenamiento de gas natural en formaciones salinas

A continuación, se muestran las diferentes vistas obtenidas a partir de la creación del grid representativo de la caverna.

Figura 64.

Definición de la geometría de la caverna simulada

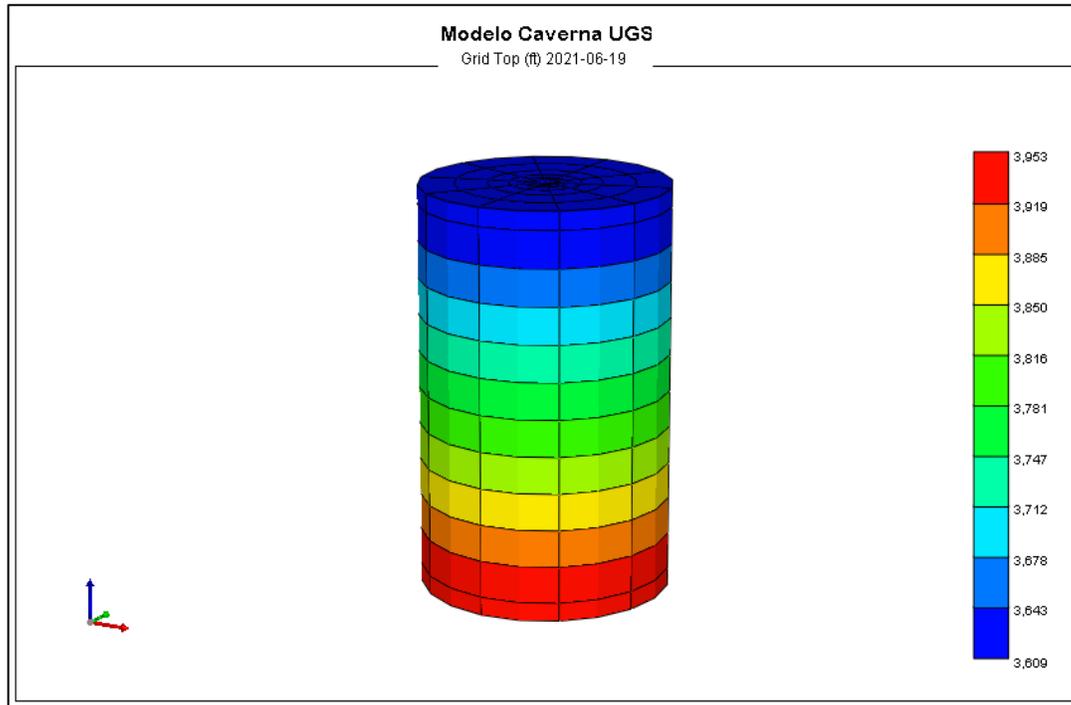


Nota. La figura representa la geometría de la malla creada para representar la caverna.

Se observa la representación de la vista superior de la caverna salina modelada, a partir de la selección de una geometría radial (cilíndrica), con un diámetro total de 70m.

Figura 65.

Vista 3D de la malla creada (Grid Top)



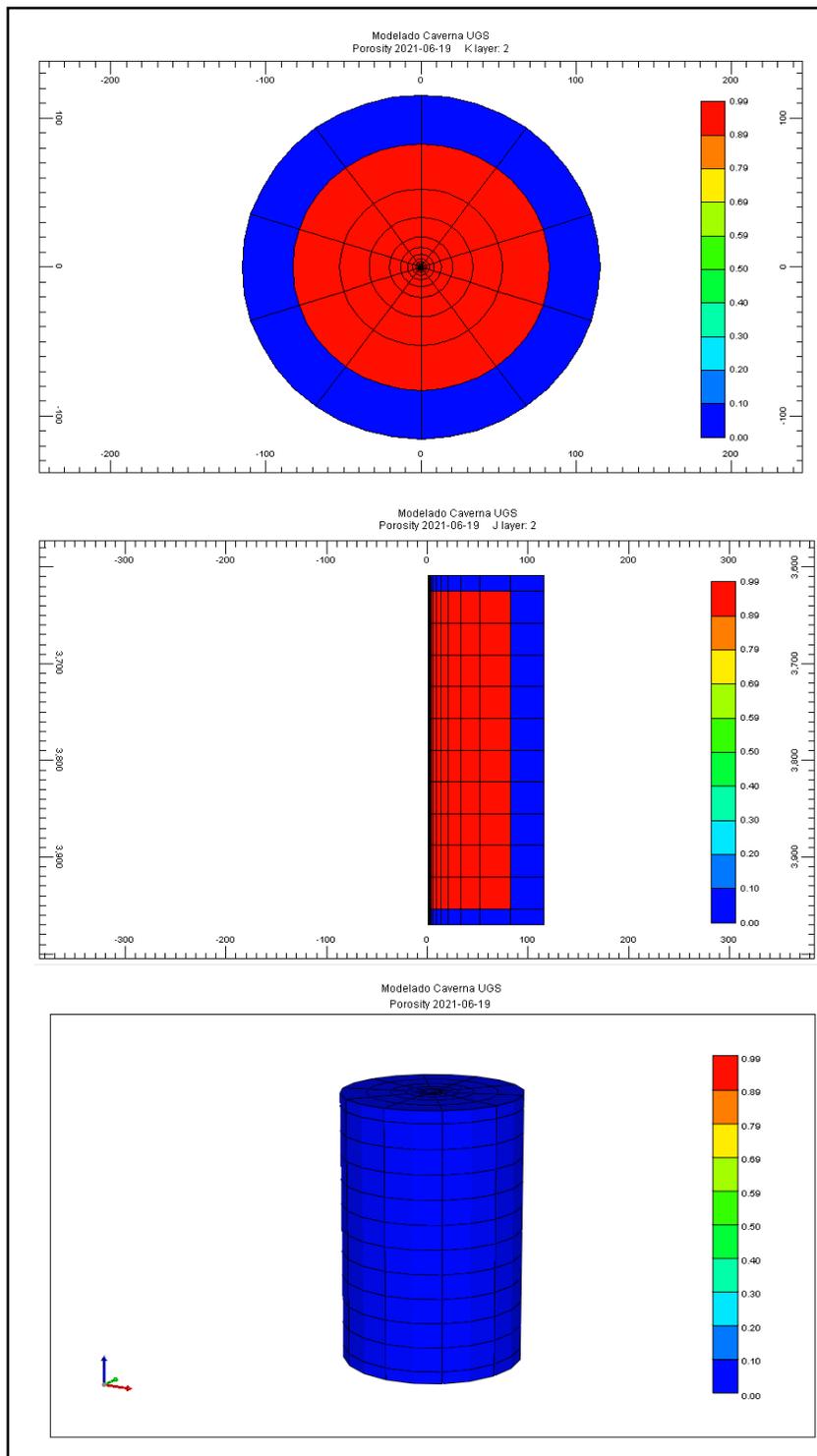
Nota. La figura ilustra la vista 3D de la caverna una vez incluidas las propiedades.

A partir de la vista 3D de la cavidad salina modelada, se logra identificar que la información de los datos input de la sección de Reservoir, en esta caso tope y espesor, se registraron de manera correcta; toda vez que es posible visualizar las 12 capas totales, de las cuales 2 de ellas corresponden a la formación de sal (Base y tope), diferenciando en la imagen el tamaño de sus espesores.

Adicional, se presenta las propiedades de porosidad y permeabilidad en las vistas IJ-2D Areal, IK-2D X Sec y 3D, en las Figuras 66 y 67.

Figura 66.

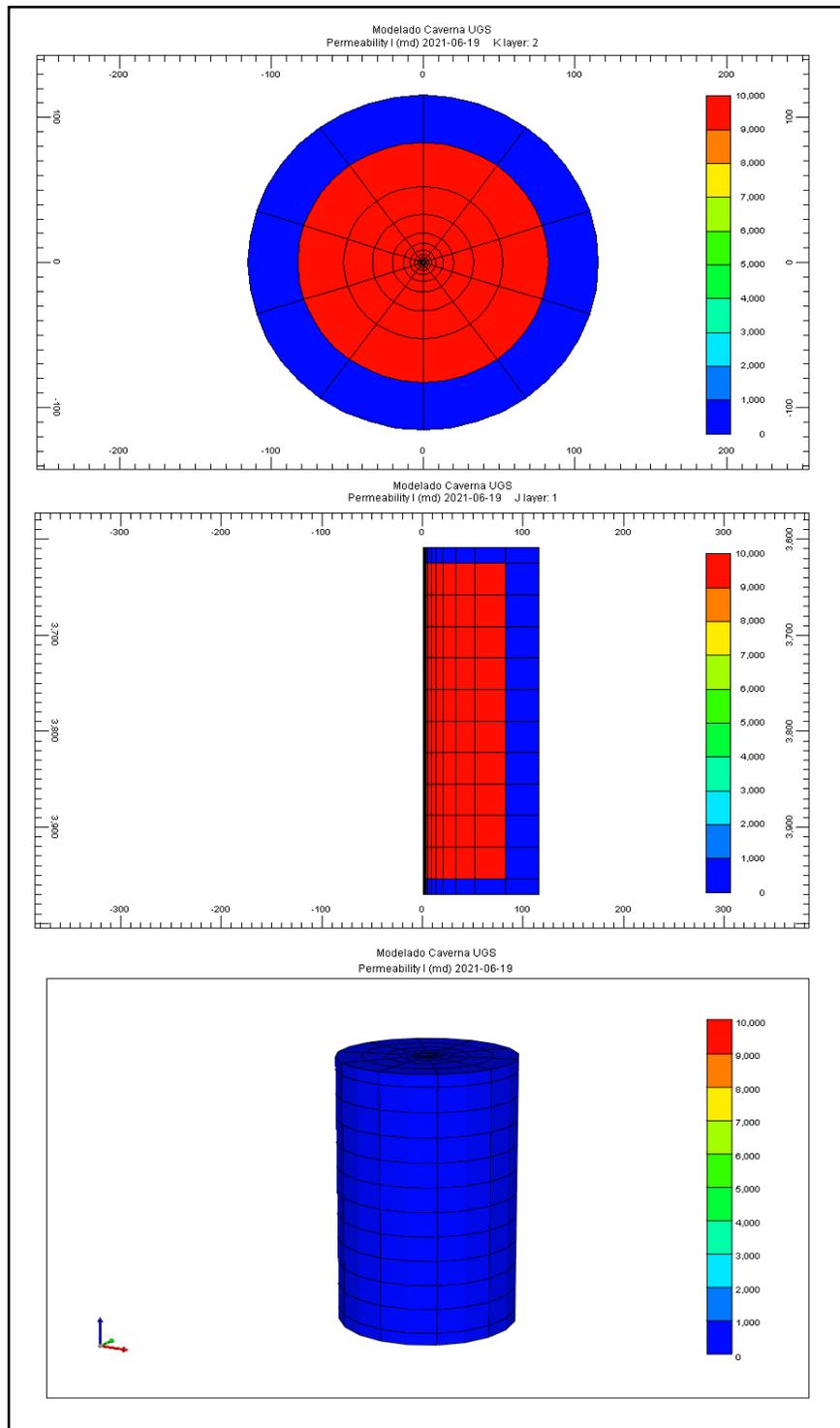
Propiedad de porosidad



Nota. La figura representa la propiedad de porosidad en las vistas IJ-2D Areal, IK-2D X Sec y 3D.

Figura 67.

Propiedad de permeabilidad



Nota. La figura representa la propiedad de permeabilidad en las vistas IJ-2D Areal, IK-2D X Sec y 3D.

Se considera necesario la configuración de las variables de porosidad y permeabilidad, teniendo en cuenta que son de gran importancia para asegurar y garantizar una buena operación de inyección y extracción del gas natural de la cavidad salina, pues esta es su principal ventaja comparativa con respecto a las demás tecnologías de almacenamiento subterráneo.

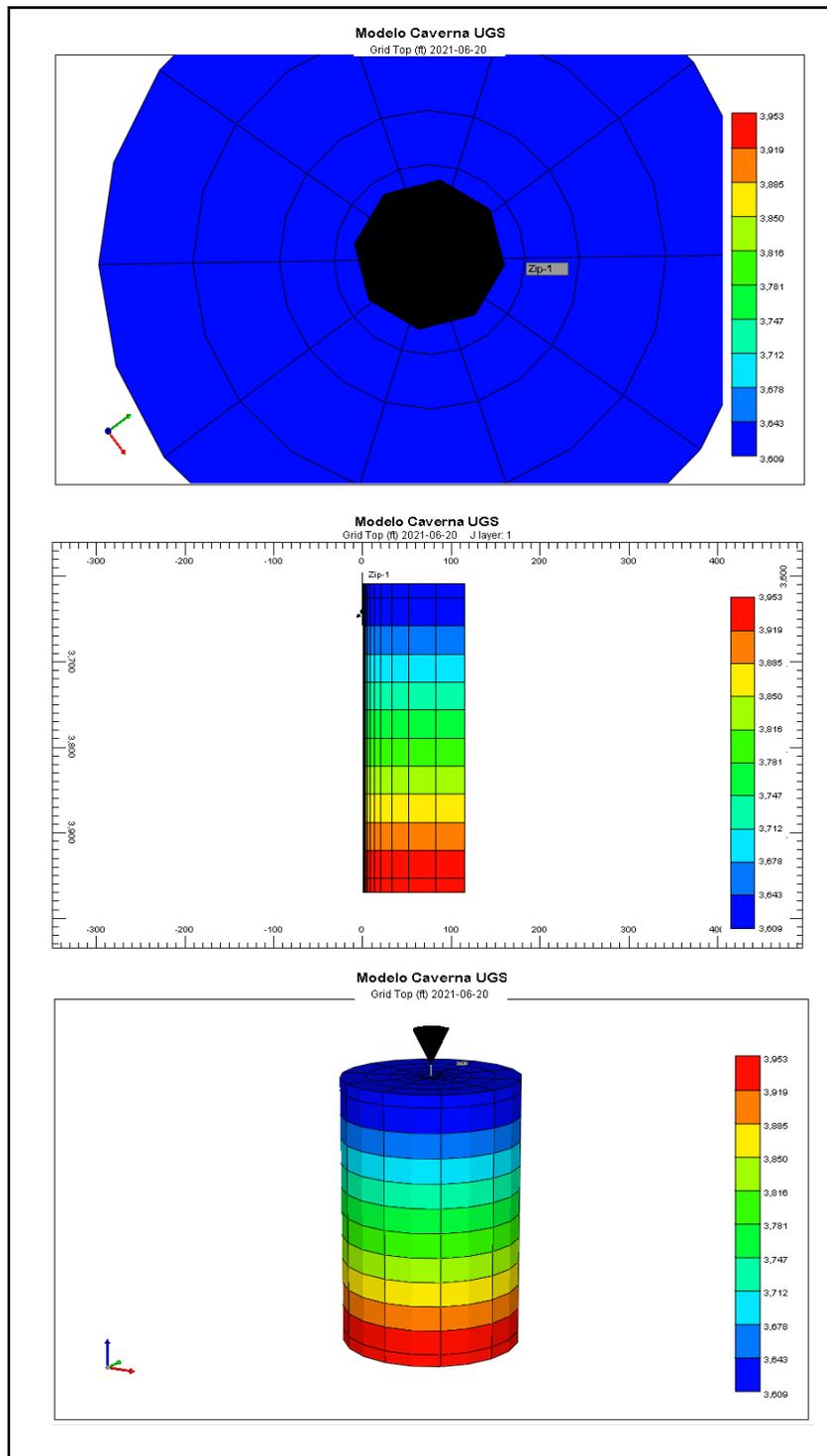
Por tal razón, en las Figuras 66 y 67, se observa que para la formación de sal (color azul) las variables de permeabilidad y porosidad presentan valores cercanos a cero (0) y para el socavón (color rojo) valores de 99% de porosidad y 100D para la permeabilidad.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la vista 3D de cada propiedad la malla o grid se observa en su totalidad de color azul, sin embargo, en las vistas IJ-2D Areal e IK-2D X Sec, es posible apreciar la cavidad en medio de la formación de sal.

Por otro lado, se presentan las vistas IJ-2D Areal, IK-2D X Sec y 3D del pozo Zip-1, mediante el cual se realiza la operación de inyección y extracción de gas en la caverna.

Figura 68.

Pozo inyector Zip-1



Nota. La figura ilustra la ubicación y profundidad de la perforación del pozo Zip-1.

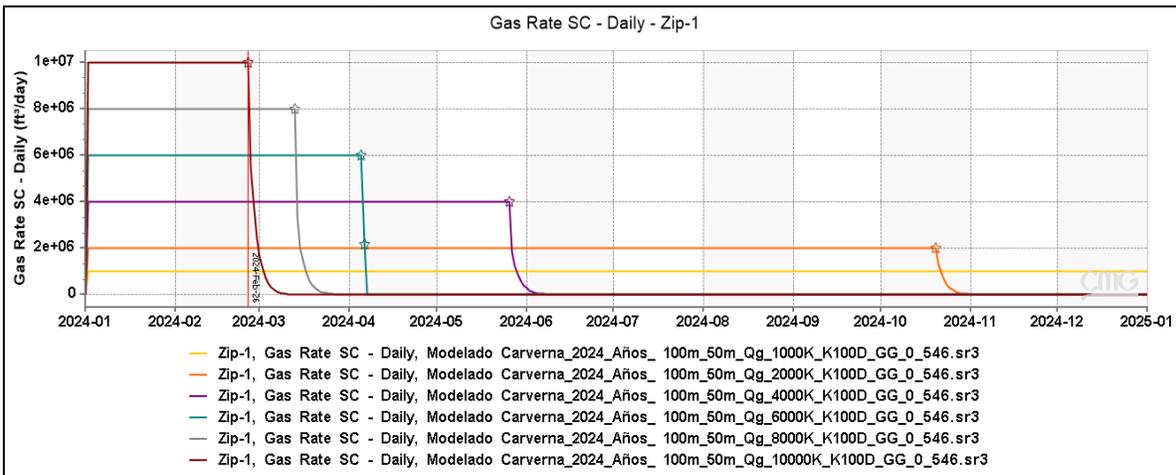
3.3.1. Análisis de sensibilidad

3.3.1.a. Estimación de la tasa de inyección óptima.

A continuación, se presenta el resultado de la simulación de las diferentes tasas seleccionadas (1M, 2M, 4M, 6M, 8M y 10M de SCF/día), en un horizonte de simulación de un año (2024 - 2025) tal como fue mencionado en la metodología, con el fin de identificar la tasa de inyección de gas natural adecuada para almacenar el volumen total de la cavidad salina en un periodo no mayor a 30 días.

Figura 69.

Evaluación de tasas de inyección



Nota. La figura representa la tasa de inyección Vs tiempo.

Con base en los resultados obtenidos, en tabla 27, se resume el tiempo que tarda cada tasa en alcanzar la capacidad total de la caverna y la presión máxima permisible para garantizar la estabilidad de la misma.

Tabla 27.

Tiempos de inyección (1M – 10 M SCF/día)

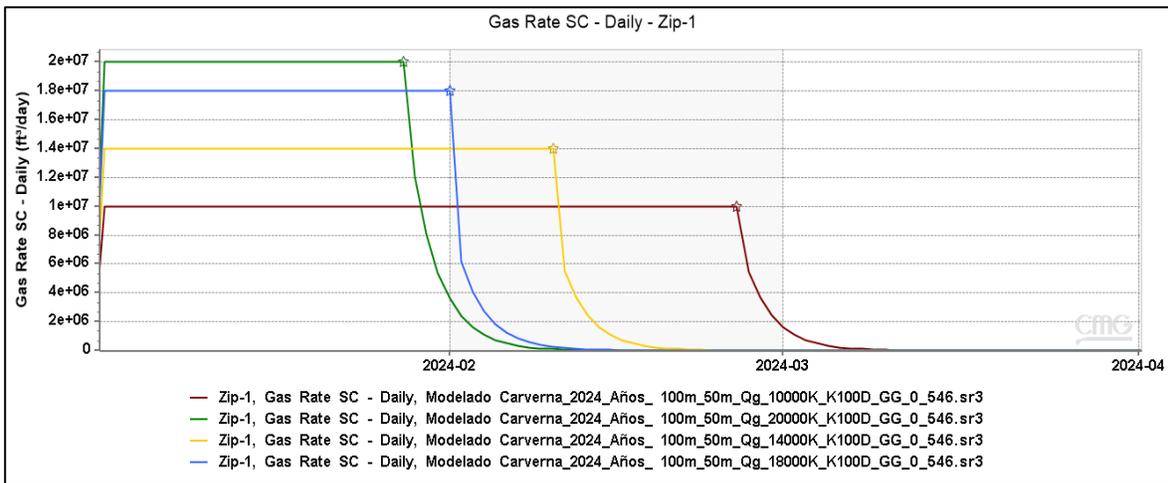
Tasa Posible (x10 ⁶ SCF/día)	Periodo de inyección 2024-2025
1	No se alcanza el volumen máximo de almacenamiento de la caverna.
2	10.7 meses
4	5.9 meses
6	4.2 meses
8	3.4 meses
10	2.9 meses

Nota. La tabla ilustra el periodo de inyección según la tasa evaluada.

A partir de estos datos se observa que las tasas seleccionadas superan el tiempo recomendado de operación de inyección, según las investigaciones consultadas. Por tal razón, se lleva a cabo un nuevo análisis con tasas mayores a 10M SCF/día, que corresponden a los valores de 14M, 18M y 20 M SCF/día, con el fin de encontrar una tasa que cumpla con el tiempo de inyección recomendado.

Figura 70.

Selección de tasas de inyección



Nota. La figura representa la tasa de inyección Vs tiempo.

De la gráfica obtenida, se plantea en la Tabla 28, el tiempo que demora cada tasa en realizar la inyección total en relación a la capacidad de la caverna.

Tabla 28.

Tiempos de inyección (10M – 20 M SCF/día)

Tasa Posible (x10 ⁶ SCF/día)	Periodo de inyección 2024-2025
10	2.9 meses
14	2.3 meses
18	1 mes
20	28 días

Nota: La tabla ilustra el periodo de inyección según la tasa evaluada.

Se observa que, de los valores seleccionados la tasa de inyección de 18M de SCF/día y de 20M SCF/día cumplen con el tiempo ideal de operación.

Dado que las cavernas de sal deben presentar un periodo de inyección que oscile entre 20 y 40 días, con base a los resultados obtenidos se escoge la tasa de 18M de SCF/día que corresponde exactamente a un periodo de 30 días.

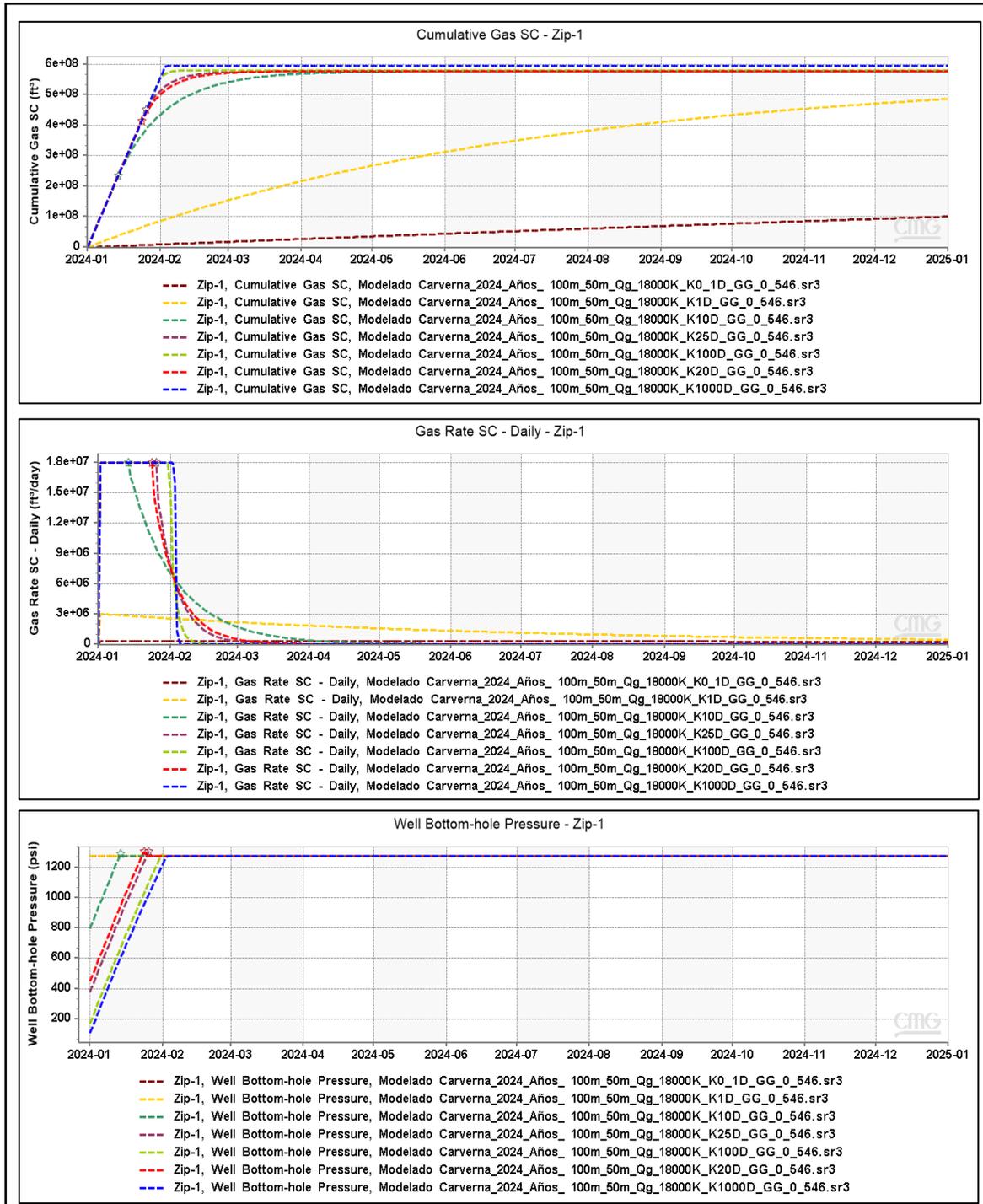
3.3.1.b. Estimación del impacto de la permeabilidad en el comportamiento de inyección de la caverna.

Tomando en cuenta que el valor de referencia de permeabilidad considerado como referencia para la caverna (100D), es un valor asumido, se realizaron diferentes casos de sensibilidad con distintos valores de permeabilidad para conocer el posible impacto de la incertidumbre de este valor.

La siguiente figura presenta los resultados obtenidos de dicha sensibilidad para la tasa de inyección seleccionada (18M SCF/día).

Figura 71.

Tasa = 18M SCF/día, K = Variable, GG=0.546



Nota. Se presentan las gráficas de Gas acumulado, Tasa de gas y BPH con respecto al tiempo

A partir del comportamiento de cada una de las gráficas, se observa que, con valores de permeabilidades menores a 25D, la inyectividad de disposición se ve impactada y por tanto se retrasa el tiempo necesario para alcanzar la capacidad máxima de almacenamiento, sin embargo, para valores mayores a 25D (Valor correspondiente a una arenisca en la formación carbonera del campo Rubiales) la inyectividad no se ve fuertemente afectada, alcanzándose para cualquier valor de permeabilidad el volumen máximo de almacenaje en un período entre 20 a 40 días. Esto indica que para valores típicos de permeabilidad en una caverna (mayores a 25D) no habrá ningún inconveniente o impacto asociado a esta variable.

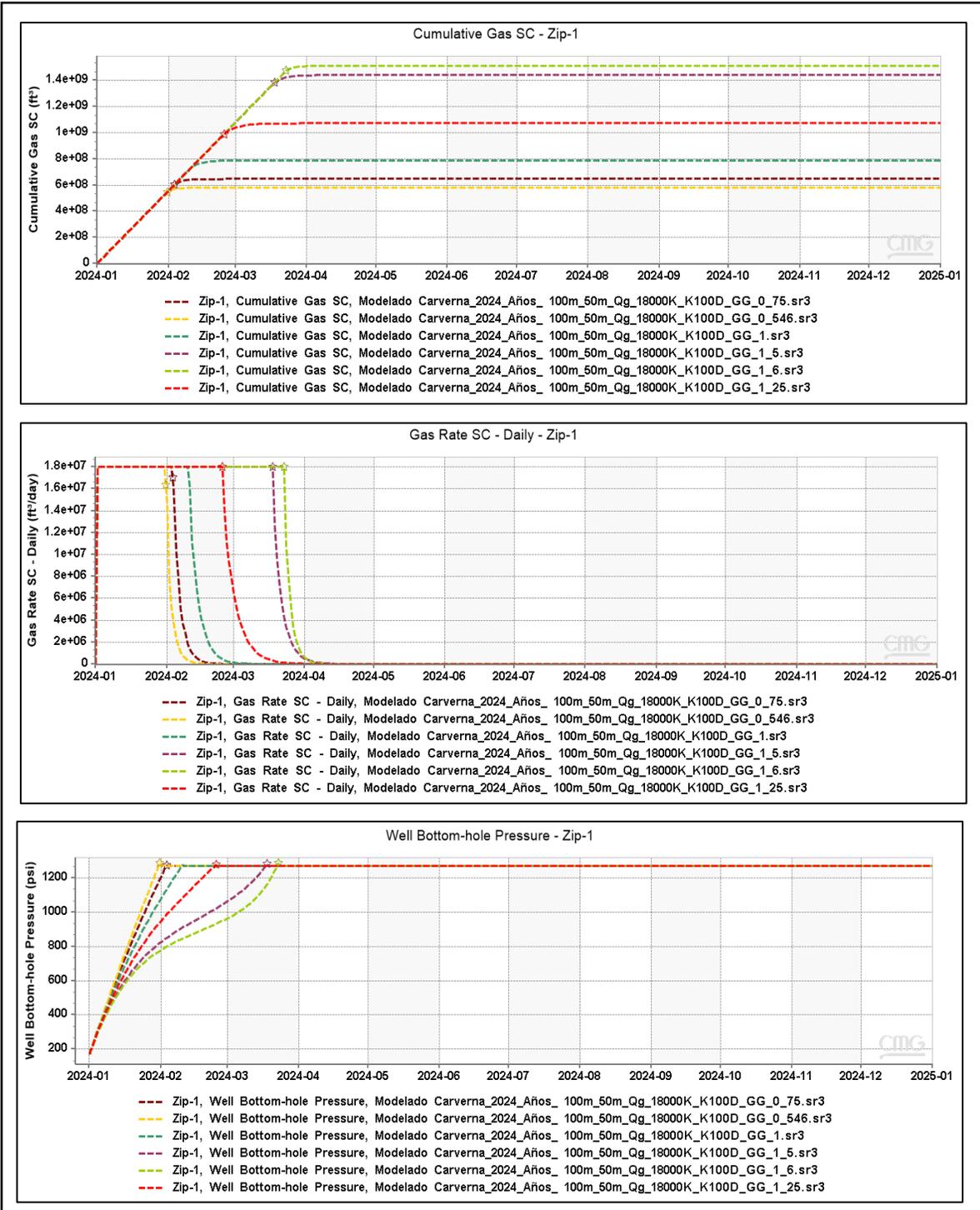
3.3.3.1.b. Estimación del impacto del tipo de gas natural inyectado en el comportamiento de inyección de la caverna.

Con la finalidad de evaluar el posible impacto de la composición del gas a inyectar en la caverna en caso de que no se inyecte un gas compuesto de 100% metano (0.546), se analizó el comportamiento con diferentes valores de gravedad específicas del gas con las condiciones de permeabilidad y tasa de inyección del caso base (18 M SCF/día y 1000D).

A continuación, en la figura 72 se muestran los resultados obtenidos para la sensibilidad antes mencionada.

Figura 72.

Tasa = 18M ft3/día, K = 100D, GG=Variable



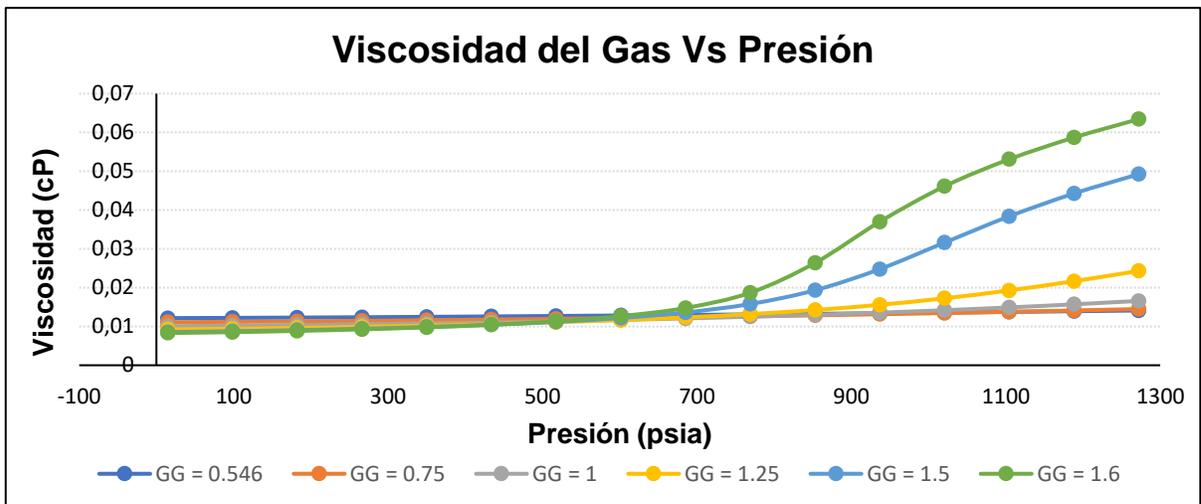
Nota. Se presentan las gráficas de Gas acumulado, Tasa de gas y BPH con respecto al tiempo.

De la Figura 72, se analiza que, a mayor gravedad del gas, mayor tiempo de operación de inyección, se debe a la cantidad de hidrocarburos pesados presentes en el gas natural, lo que indica que a mayor gravedad específica del gas mayor viscosidad presenta.

Lo anterior se rectifica al graficar los diferentes valores de permeabilidad a distintas presiones obtenidas de la construcción del PVT del modelo del fluido a inyectar, en este caso gas natural, mencionado en la metodología.

Figura 73.

Viscosidad del gas Vs Presión

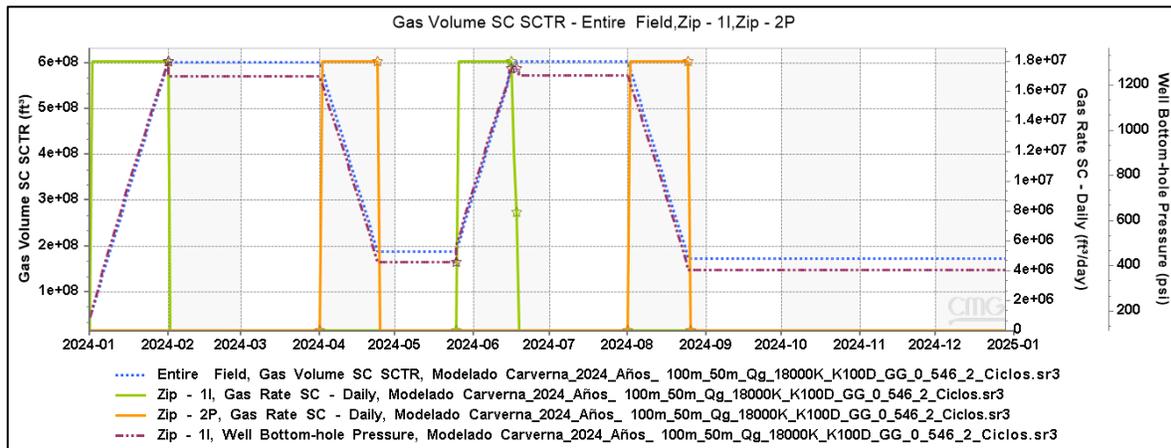


Nota. La figura representa la viscosidad del gas natural Vs presión.

3.3.1.c. Comportamiento de los dos ciclos de inyección y producción en la caverna.

A continuación, se muestra el comportamiento obtenido para la operación de almacenamiento a una tasa de 18 M SCF/día, una permeabilidad de 100D y una gravedad del gas de 0.546, asumiendo que se inyecta solamente metano

Figura 74. Ciclos de operación de almacenamiento, 18M ft³/día.



Nota. La figura representa el comportamiento de la operación de mantenimiento a través del tiempo.

La Figura 74 ilustra los dos ciclos de inyección y producción, evaluados en un periodo de 12 meses, en los que se observa que la presión aumenta con cada ciclo de inyección, se mantiene constante en la presión máxima de operación hasta el inicio de la extracción del gas, disminuye una vez el gas es producido y se mantiene constante en la presión mínima hasta el próximo ciclo de inyección.

Se debe tener en cuenta que para el primer ciclo de inyección se almacena la capacidad total de la caverna, que a condiciones estándar corresponde a 590 M SCF/día en un tiempo de 30 días con una presión máxima de 1272.217 psi.

Posteriormente, inicia el primer ciclo de extracción de gas el cual se debe llevar a cabo garantizando que un 20% del gas almacenado (118 M SCF/día), que corresponde a lo que se conoce como gas colchón o gas base, permanezca en la cavidad con el fin de mantener la presión mínima de operación de aproximadamente 418.03 psi y de esta forma asegurar la integridad de la caverna. El segundo ciclo de inyección tiene una duración de 22 días, dado que solamente se almacena hasta un 80% de la capacidad total (472 M SCF), que corresponde al gas trabajo, ya que en la caverna se encuentra almacenado el volumen de gas colchón. Finalmente, el segundo ciclo de producción deberá cumplir con las mismas condiciones del primero y tardará el mismo tiempo (22 días).

En cuanto al comportamiento del volumen de gas en la caverna, se observa que aumenta con cada ciclo de inyección y disminuye hasta el volumen de gas colchón con cada extracción de gas de la caverna.

A partir de los datos obtenidos para la operación de almacenamiento del caso base, se observa que el proyecto resulta viable técnicamente para su implementación en el yacimiento de sal del municipio de Zipaquirá.

A continuación, en la tabla 29, se muestra en resumen los valores de volumen y presión de operación del gas colchón y gas trabajo durante los ciclos de inyección y extracción del gas natural de la caverna de sal.

Tabla 29.

Condiciones de operación de la cavidad salina simulada

	Volumen (x106 SCF/día)	Presión (psi)	
		Inyección	Extracción
Gas trabajo	472000000	1272.22	-
Gas Colchón	118000000	-	418.03
Gas Total		590000000	

Nota. La tabla ilustra los valores de operación del gas trabajo y gas colchón.

3.4. Evaluación financiera

En esta sección se muestran los costos de inversión, operación, los ingresos y el indicador financiero CAUE con el fin de analizar la viabilidad financiera del proyecto como plan decenal.

3.4.1. CAPEX

En la Tabla 30 se presenta el costo total de la inversión inicial de la primera fase que conlleva la construcción de pozos, desarrollo de la cavidad salina, equipos adicionales y tuberías de transporte.

Tabla 30.

Costos asociados CAPEX Fase I.

ÍTEM	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	COSTO
Construcción de pozos				\$ 1.109.494,39
Perforación eventual				\$ 1.108.952,61
Alquiler de equipo de perforación	Días	10	\$ 9.735,00	\$ 97.350,00
Taladro	Días	10	\$ 30.000,00	\$ 300.000,00
Cuadrilla de perforación	Días	10	\$ 10.457,00	\$ 104.570,00
Transporte	Días	10	\$ 665,00	\$ 6.650,00
Lodo de Perforación	m3	242,156	\$ 800,00	\$ 193.724,40
Costo de movilización/desmovilización	Días	4	\$ 19.252,00	\$ 77.008,00
Brocas				\$ 2.312,21
Tricono 24"	-	1	\$ 973,56	\$ 973,56
Tricono 15"	-	1	\$ 730,17	\$ 730,17
Tricono 12"	-	1	\$ 608,48	\$ 608,48
Casing				\$ 17.826,00
Casing 20"	m	100	\$ 178,26	\$ 17.826,00
Tuberías				\$ 309.512,00
Tubing 13 3/8"	m	1100	\$ 130,72	\$ 143.792,00
Tubing 9 5/8"	m	1200	\$ 77,25	\$ 92.700,00
Tubing 7"	m	1200	\$ 60,85	\$ 73.020,00
Servicios de perforación				\$ 541,77
Cementación	m3	34,618	\$ 15,65	\$ 541,77
Desarrollo de cavidad salina				\$ 431.272,54
Lixiviación (agua)	m3	1570796	-	-
Instalaciones Auxiliares				\$ 51.000,00
Tanques de almacenamiento Fase I	-	3	\$ 17.000,00	\$ 51.000,00
Integridad de la cavidad salina				\$ 380.272,54
Registros de sonar de calibración	/socavón	1	\$ 12.266,86	\$ 12.266,86
Prueba de integridad mecánica	/Perf	1	\$ 368.005,68	\$ 368.005,68
Equipos adicionales				\$ 2.130.200,00
Bombas Fase I	-	4	\$ 2.550,00	\$ 10.200,00
Válvulas Fase I	-	4	\$ 530.000,00	\$ 2.120.000,00
Tuberías de transporte Fase I				\$ 3.100.000,00
Gas	/tubo	2	\$ 920.000,00	\$ 1.840.000,00
Agua	/tubo	1	\$ 630.000,00	\$ 630.000,00
Salmuera	/tubo	1	\$ 630.000,00	\$ 630.000,00
TOTAL				\$ 6.770.966,93

Nota. La tabla ilustra cada uno de los costos por ítem asociados a la inversión inicial del proyecto para la Fase I.

La inversión inicial para el desarrollo de la primera fase del proyecto es de **\$6.770.966,93 USD**.

En la Tabla 31, se presenta el costo total de la inversión inicial de la segunda fase que implica los equipos de operación, equipos adicionales, tuberías de transporte y el gas colchón.

Tabla 31.

Costos asociados CAPEX Fase II.

ÍTEM	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	COSTO
Equipos de operación				\$ 732.346,00
Equipos Inyección				\$ 473.060,00
Trampa de rascadores	-	1	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00
Medidores de ultrasonido	-	1	\$ 57.000,00	\$ 57.000,00
Compresores	-	2	\$ 132.500,00	\$ 265.000,00
Aerorrefrigeradores	-	1	\$ 121.060,00	\$ 121.060,00
Equipos extracción				\$ 193.000,00
Separadores	-	2	\$ 30.000,00	\$ 60.000,00
Torres de secado	-	1	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00
Torres de regeneración	-	1	\$ 45.000,00	\$ 45.000,00
Consumidor (Odorización)	-	1	\$ 43.000,00	\$ 43.000,00
Sistema de evacuación de gases				\$ 30.000,00
Antorcha	-	1	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00
Instalaciones Auxiliares				\$ 36.286,00
Tanques de almacenamiento Fase II	-	2	\$ 17.000,00	\$ 34.000,00
Oficinas	-	2	\$ 1.143,00	\$ 2.286,00
Equipos adicionales				\$ 1.597.650,00
Bombas Fase II	-	3	\$ 2.550,00	\$ 7.650,00
Válvulas Fase II	-	3	\$ 530.000,00	\$ 1.590.000,00
Tuberías de transporte Fase II				\$ 3.040.000,00
Gas	/tubo	2	\$ 920.000,00	\$ 1.840.000,00
Metanol	/tubo	1	\$ 600.000,00	\$ 600.000,00
TEG	/tubo	1	\$ 600.000,00	\$ 600.000,00
Gas colchón	MBTU	122366	\$ 3,75	\$ 458.872,50
TOTAL				\$ 5.828.868,50

Nota. La tabla ilustra cada uno de los costos por ítem asociados a la inversión inicial del proyecto para la Fase II.

La inversión inicial para el desarrollo de la segunda fase del proyecto es de \$5.828.868,50 USD. A este valor se le suma el valor total residual de los equipos utilizados en la primera fase que continúan en uso en la segunda fase, por ende, la inversión total para esta fase corresponde a **\$10.092.399,27 USD**.

3.4.2. OPEX

A continuación, se presenta el costo operativo del almacenamiento estratégico de gas natural en cavernas de sal para la Fase I y Fase II, representado por costos variables y por costos fijos.

Tabla 32.

Costos asociados OPEX Fase I.

ÍTEM	COSTO
Mano de obra	
Responsable del área	\$ 9.757,80
Asistente responsable del área	\$ 4.562,88
Supervisor de turnos	\$ 8.330,88
Operador sala de control	\$ 9.090,60
Operador de campo	\$ 9.122,88
Área de mantenimiento	\$ 31.229,76
Ingeniero mecánico	\$ 8.420,28
Ingeniero de instrumentación	\$ 10.128,72
Ingeniero eléctrico	\$ 8.015,40
Asistente eléctrico	\$ 4.665,36
TOTAL	\$ 72.094,80

Nota. La tabla ilustra el costo operativo con relación a cada uno de costos fijos involucrados en la primera fase.

Tabla 33.*Costos asociados OPEX Fase II.*

ÍTEM	COSTO
Costos variables	\$ 3.687.632,82
Productos químicos	\$ 16.652,82
Metanol	\$ 2.270,05
TEG	\$ 14.362,96
THT	\$ 19,81
Gas trabajo	\$ 3.670.980,00
Costos fijos	\$ 72.094,80
Mano de obra	\$ 72.094,80
Responsable del área	\$ 9.757,80
Asistente responsable del área	\$ 4.562,88
Supervisor de turnos	\$ 8.330,88
Operador sala de control	\$ 9.090,60
Operador de campo	\$ 9.122,88
Área de mantenimiento	\$ 31.229,76
Ingeniero mecánico	\$ 8.420,28
Ingeniero de instrumentación	\$ 10.128,72
Ingeniero eléctrico	\$ 8.015,40
Asistente eléctrico	\$ 4.665,36
TOTAL	\$ 3.759.727,62

Nota. La tabla ilustra el costo operativo con relación a cada uno de los ítems clasificados en costos fijos y variables involucrados en la segunda fase.

Los costos de operación anuales para la primera fase son de **\$72.094,80 USD** los cuales se presentarán únicamente durante los primeros 3 años del proyecto y para la segunda fase son de **\$3.759.727,62 USD**, los cuales se presentarán a partir del 3 año hasta el 2031.

En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos a partir de las ecuaciones mencionadas en la metodología para los costos de los productos químicos y gas natural requeridos.

Tabla 34.

Cálculo de costos variables.

Costos variables						
Compuesto	Costo Unitario	Volumen		Costo	Ciclo	Valor Total
Metanol	\$ 350,00	Tubería (m3)	3,243	\$ 1.135,02	2	\$ 2.270,05
TEG	\$ 200,00	TEG requerido (m3)	35,9	\$ 7.181,48	2	\$ 14.362,96
THT	\$ 3.500,00	THT requerido (m3)	0,0028	\$ 9,91	2	\$ 19,81
Gas natural	\$ 3,75	Gas trabajo (MBTU)	489464	\$1.835.490,00	2	\$3.670.980,00

Nota. La tabla muestra los costos calculados para cada producto necesario en la operación.

3.4.3. Ingresos

A continuación, se muestra el valor obtenido para los ingresos anuales de la segunda fase de operación.

$$Ingresos_{anuales} = \left(489.464 \text{MMBTU} * \frac{4,5 \text{ USD}}{\text{MMBTU}_{GN}} \right) * 2$$

Ingresos = \$4.405.176 USD

3.4.4. Indicador financiero CAUE

En el Anexo 3 y Anexo 4, se puede observar el valor de salvamento obtenido para cada máquina/equipo para la Fase I y Fase II respectivamente.

A continuación, se muestran los flujos de caja obtenidos para cada una de las fases.

Figura 75.

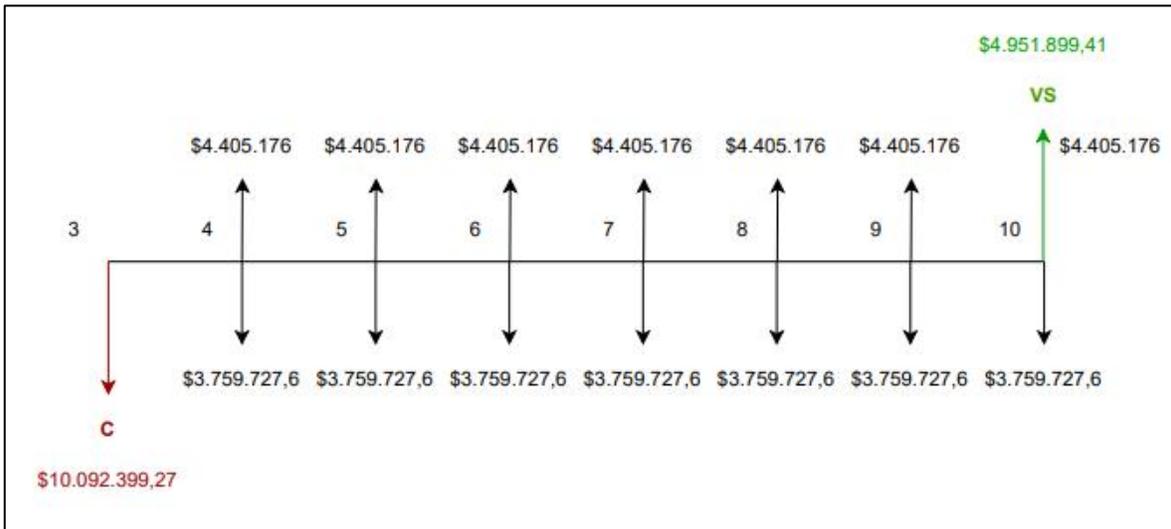
Flujo de caja almacenamiento estratégico de gas natural, Fase I.



Nota. La figura ilustra el flujo de caja para la primera fase en un periodo de 3 años con los ingresos y egresos calculados.

Figura 76.

Flujo de caja almacenamiento estratégico de gas natural, Fase II.



Nota. La figura ilustra el flujo de caja para la segunda fase en un periodo de 7 años con los ingresos y egresos calculados.

Con los costos de inversión, operación y salvamento obtenidos anteriormente se llevó a cabo la solución de la ecuación para el cálculo del indicador financiero CAUE de la Fase I:

Fase I: construcción de pozos y desarrollo de la cavidad salina.

$$CAUE = \left(6.770.966,93 + 72.094,80 \left(\frac{1 - (1 + 0,12)^{-3}}{0,12} \right) - 4.541.768,07(1 + 0,12)^{-3} \right) * 0,12$$

CAUE= \$445.366,28 USD

Para el indicador CAUE de la segunda fase, se llevó a cabo el cálculo del flujo de caja neto con el fin de obtener el VAN, siguiendo los pasos de la metodología propuesta.

Figura 77.

Flujo de Caja Neto para la Fase II.

	AÑOS COMPRENDIDOS FASE II								
	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos	\$ 0,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00	\$ 4.405.176,00
OPEX	\$ 0,00	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60	\$ 3.759.727,60
CAPEX	\$ 10.092.399,27	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
VS	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 4.951.899,41
Flujo Caja Neto	-\$ 10.092.399,27	\$ 645.448,40	\$ 5.597.347,81						

Nota. La tabla presenta el valor de flujo de caja neto para los años comprendidos en la Fase II del proyecto de almacenamiento estratégico de gas natural en cavernas salinas.

Posteriormente, se obtiene el valor VNA con la función de Excel y se le resta el valor de la inversión inicial.

VNA	\$ 5.185.657,17
VNA-CAPEX	-\$ 4.906.742,10

Finalmente, se calcula el indicador CAUE para esta fase.

Fase II: Operación de almacenamiento.

$$CAUE = (4.906.742,10) * \left(\frac{0,12(1 + 0,12)^7}{(1 + 0,12)^7 - 1} \right)$$

$$CAUE = \$1.075.154,22 \text{ USD}$$

Teniendo en cuenta que el CAUE obtenido para la segunda fase es de \$1.075.154,22 USD y que este periodo considera los posibles ingresos del proyecto, se determina que el proyecto no es viable en caso de buscar una rentabilidad económica. Es necesario tener conocimiento de que este tipo de tecnología de almacenamiento subterráneo no tiene como fin un beneficio económico, sino que se implementa principalmente por razones estratégicas con la finalidad de garantizar el abastecimiento energético de Colombia o de una zona en específico que presente una eventual contingencia.

4. CONCLUSIONES

El almacenamiento subterráneo de gas natural en cavernas salinas, es una técnica que se ha venido implementando y ejecutando a gran escala desde principios del siglo.

Las condiciones ideales para llevar a cabo el almacenamiento estratégico de gas natural en cavernas de sal es que el yacimiento salino no presente fallas, en caso contrario, construir la cavidad a 200 m de distancia de la misma, la profundidad de enterramiento debe encontrarse entre 500m y 1500m y el espesor de los estratos salinos debe presentar un contenido de sal mayor al 70%.

Colombia es un país rico en normatividad, sin embargo, carece de regulación en la forma de utilización y/o conducción del almacenamiento subterráneo de hidrocarburos, debido a falta de estudios en relación a la viabilidad técnica, económica y financiera de la implementación de las tecnologías para efectuar el almacenamiento.

Colombia, implementando el Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos podría contribuir a la operación eficiente y segura de los sectores industriales y energéticos del país; aportando al desarrollo económico de este sector.

Como toda actividad económica, el Almacenamiento estratégico de gas debe observar el aspecto ambiental, atendiendo todas y cada una de las regulaciones existentes, incluso aportando ideas de mantenimiento y sostenimiento del ecosistema, específicamente respecto del área y/o lugar donde se desarrolla la actividad.

El Almacenamiento de gas en cavernas salinas, siendo una actividad que demanda incluso aporte de fuerza humana, tanto intelectual como física, es

importante observar las normas tendientes a mitigar, prevenir y corregir el riesgo, siendo fundamental salvaguardar la salud y la vida tanto de aquellas personas que intervienen en la actividad, como las que ajenas a la mismas se ven involucradas en los resultados.

La creación de una cavidad salina en el municipio de Zipaquirá con dimensiones de 50m de diámetro x 100m de profundidad para el almacenamiento estratégico de gas natural tiene un volumen de $196.349,54\text{m}^3$, el cual permite almacenar 590M SCF gracias a las propiedades de la sal, garantizando altos niveles de seguridad y estabilidad a largo plazo.

A partir de la simulación y considerando la bibliografía consultada para valores típicos de operación de almacenamiento de gas subterráneo en cavernas salinas, se concluye que, para la cavidad salina de las dimensiones planteadas en el municipio de Zipaquirá, una tasa de inyección de 18M SCF/día permite llevar a cabo la inyección en 30 días, tiempo óptimo para el desarrollo de la operación.

Los análisis de sensibilidad realizados permitieron identificar que para valores de permeabilidad inferiores a 25D, la tasa de inyección se verá impactada, dado que el paso de fluidos se ve restringido, reflejándose en un aumento del tiempo necesario para completar la operación de inyección. Este comportamiento es similar cuando el gas a inyectar presenta una gravedad específica mayor a 0,546 (valor de gravedad específica del metano), dado que la viscosidad aumenta por la presencia de otros HC presentes en el gas.

Teniendo en cuenta que la formación de sal del municipio de Zipaquirá cuenta con una gran extensión, se compone de aproximadamente 85% de halita, cuenta con una profundidad de aproximadamente 1350m y que el techo de la caverna planteada se encuentra a 1100m de profundidad, se establece que el proyecto puede llegar a ser viable técnicamente aplicando los parámetros y variables planteadas en la

simulación. Sin embargo, es necesario llevar a cabo estudios en el área con el fin de determinar con mayor precisión su viabilidad.

El proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural en el municipio de Zipaquirá propuesto como plan decenal 2021-2031, presenta un costo anual equivalente de \$445.366,48 USD para los primeros 3 años que comprenden la fase de construcción de pozos y desarrollo de la caverna salina, y de \$1.075.154,22 USD para los siguientes 7 años que comprenden la fase de operación del almacenamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. L. Díaz C., B. Busto M., S. Diez G., *Evaluación ambiental de los almacenamientos subterráneos de gas natural*, tesis master. Escuela de organización industrial, Madrid, España, 2014.
- [2] C. González., E. Rondón., A. Viloría., *Tecnologías para almacenamiento de gas natural a gran escala*, tesis pre. Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG), Caracas, Venezuela, 2000. [En línea]. Disponible: <https://silo.tips/download/tecnologias-para-almacenamiento-de-gas-natural-a-gran-escala-camilo-gonzalez-enr>
- [3] Energía y Sociedad. (s.f.). "Almacenamiento de gas natural". [En línea]. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-3-almacenamiento-de-gas-natural/>. [Acceso: Julio 05, 2020].
- [4] D. S. Albarracín B., M. C. Arango T., *Diseño del sistema virtual y la red de distribución de gas natural en el municipio de Bucarasica desde el campo cerro gordo*, tesis pregrado. Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019. [En línea]. Disponible: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7727/1/5151119-2019-2-IP.pdf>
- [5] A. Lapuerta T., *El Gas Natural: Una posibilidad de combustible limpio en el Mercado Automotriz del Ecuador*, tesis maestría. Área en estudios latinoamericanos, Universidad Andina Simón Bolívar, Quito, Ecuador, 2008. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/986/1/T678-MRI-Lapuerta-El%20gas%20natural.pdf>.
- [6] D. Mesa Puyo, "Gas natural en Colombia retos y oportunidades" Bogotá, Colombia, presentado a la clase, Minenergía, Bogotá, Colombia, (s.f.). [Diapositivas de PowerPoint]. Disponible: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24090708/6.+Gas+natural+e+n+Colombia%2C%20retos+y+oportunidades.pdf>. [Acceso: Enero 27, 2021]

- [7] UPME., *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*, documento de consulta. Ministerio de minas y energía, UPME, Bogotá, Colombia, 2020. [En línea]. Disponible: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf.
- [8] Promigas. (s.f.). "Gas natural en Colombia". [En línea]. <http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe%20Sector%202020/Gas-Natural-en-Colombia.aspx>. [Acceso: Febrero 13, 2021].
- [9] UPME, "Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural" Bogotá, Colombia, agosto 2020. [PDF]. Disponible: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf. [Acceso: Febrero 15, 2021].
- [10] ANH. (s.f.). "Producción mensual de hidrocarburos". [En línea]. <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>. [Acceso: Febrero 15, 2021].
- [11] TGI. (s.f.). "Mapa Infraestructura TGI". [Acceso: junio 12, 2020].
- [12] T. Correa y E. Castrillón. "Almacenamiento de gas natural". *Revista Tecnológicas* vol 21, 18, diciembre, 2018, p. 146-167.
- [13] A. Hidalgo R., *Creación de una cavidad en un domo salino para almacenamiento de aire comprimido*, tesis pre. Departamento de ingeniería geológica y minera, Escuela técnica superior de ingenieros de minas, Madrid, España, 2017
- [14] P. González V., R. González F., V. M. García A., *Estudio del almacenamiento subterráneo para petróleo crudo*, tesis pre. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, Instituto Politécnico Nacional, México D.F., México, 1984.
- [15] Q. Wanyan, G. Ding, Y. Zhao, K. Li, J. Deng and Y. Zheng, "Key technologies for salt-cavern underground gas storage construction and evaluation and their

- application", *Natural Gas Industry B*, vol. 5, no. 6, pp. 623-630, 2018. [En línea]. 10.1016/j.ngib.2018.11.011 [Acceso: Marzo 02, 2021].
- [16]F. Crotofino, "Traditional Bulk Energy Storage—Coal and Underground Natural Gas and Oil Storage", *Storing Energy*, pp. 391-409, 2016. [En línea]. 10.1016/b978-0-12-803440-8.00019-1 [Acceso: Marzo 2021].
- [17]J.Long, J.T. Birkholzer, A. J. Mace, S. E. Brady, "Long-Term Viability of Underground Natural Gas Storage in California" CCST, Sacramento, 2018, Rep. no. 9781930117860, [En línea]. Disponible en: https://ccst.us/wp-content/uploads/Full-Technical-Report-v2_max.pdf.
- [18]P. Firme, D. Roehl and C. Romanel, "Salt caverns history and geomechanics towards future natural gas strategic storage in Brazil", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 72, p. 103006, 2019. [En línea]. 10.1016/j.jngse.2019.103006 [Acceso: 20 Marzo 2021].
- [19]K. Cyran, "INSIGHT INTO A SHAPE OF SALT STORAGE CAVERNS", *Archives of Mining Sciences*, Vol. 65, no. 2, pp. 363-398, jun, 2020, DOI: 10.24425/ams.2020.133198 [Acceso: 20 Marzo 2021].
- [20]Y. Zheng et al., "New technologies for site selection and evaluation of salt-cavern underground gas storages", *Natural Gas Industry B*, vol. 7, no. 1, pp. 40-48, 2020. [En línea]. 10.1016/j.ngib.2019.06.002 [Acceso: 20 Marzo 2021].
- [21]Google Maps. (s.f.). "Zipaquira Cundinamarca". [En línea]. <https://www.google.com/maps/place/Zipaquira%C3%A1,+Cundinamarca/@5.021475,74.0241681,13z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x8e406fdf15000d3b:0x3ab218bb9961424e!8m2!3d5.021476!4d-73.990955>. [Acceso: Febrero 25, 2021].
- [22]R. F. Amaya V., D. I. Pérez R., *Elaboración del modelo hidrogeológico conceptual de la mina de sal de Zipaquira, correspondiente al título minero HIQO-03*, tesis pre. Facultad de ingenierías, Universidad pedagógica y tecnológica de Colombia, Tunja, Colombia, 2016.

- [23]EITI Colombia. (s.f.). “Marco normativo general”. [En línea]. <https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti-old/informe-2016/marco-legal-y-regimen-fiscal/marco-normativo/> . [Acceso: Abril 13, 2021].
- [24]PDBA. (1991). Constitución política de Colombia 1991. [En línea]. Disponible en: <https://pdba.georgetown.edu/Constitutions/Colombia/colombia91.pdf>
- [25]R. Urdaneta A.,. (s.f). “Decreto 1056 de 1953”. [En línea]. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=75114>. [Acceso: Abril 27, 2021].
- [26]Presidencia de la república. (s.f). “Decretos Enero 2020”. [En línea]. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/decretos-2020/decretos-enero-2020> . [Acceso: Mayo 3, 2021].
- [27]Secretaria de Gobernación. (septiembre 2, 2020). “Con proyecto de decreto, por el que se adicionan las fracciones XLI al Artículo 4, vi al Artículo 35 -con lo cual recorren las fracciones subsecuentes- y vi al Artículo 80, así como el Artículo 96 Bis a la Ley de Hidrocarburos y el 61-G a la Ley Federal de derechos, presentada por el senador Ovidio Salvador Peralta Suarez, del grupo Parlamentario Morena”.
- [28]L. A. Caballero., Criterios de selección de una estructura favorable para un almacenamiento de gas natural, aplicación a escala de cuenca en la península ibérica, tesis pre. Departamento de explotación de recursos minerales y obras subterráneas, Escuela técnica superior de ingenieros de minas, Madrid, España, 2013.
- [29] A. G. Bagci., E. Ozturk., “Performance Prediction of Underground Gas Storage in Salt Caverns”. Taylor & Francis Group, vol. 2, Part B, pp. 155-165, may, 2007, doi: 10.1080/15567240500402693. [Acceso: Mayo 25, 2021].

- [30] B. ÖZTÜRK., Simulation of depleted gas reservoir for underground gas storage, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Universidad Técnica de Medio Oriente, Ankara, Turquía, 2004.
- [31] Y. Marcus., "The compressibility of molten salts", *J. Chem. Thermodynamics*, vol. 61, pp. 7-10, feb, 2013, doi.org/10.1016/j.jct.2013.01.021 [Acceso: Mayo 25, 2021].
- [32] Municipios de Colombia. (s.f.). "El municipio de Zipaquirá". [En línea]. <https://www.municipio.com.co/municipio-zipaquirá.html>. [Acceso: Mayo 27, 2021].
- [33] SEG Wiki. (s.f.). "Presión de Sobrecarga". [En línea]. https://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Overburden_pressure/es. [Acceso: Mayo 27, 2021].
- [34] C. R. Catalán O., *Algunas consideraciones sobre el Módulo de Poisson*, tesis pre. Unidad de investigación y desarrollo vial, Ministerio de obras públicas, transporte y de vivienda y desarrollo urbano, San Salvador, El Salvador, 2006.
- [35] G. Gonzales. (21, may, 2015). "Gradientes de fractura y su cálculo". Slideshare. [En línea]. <https://es.slideshare.net/guidogonzalestaboada/153871364-gradientedefractura>. [Acceso: Junio 2, 2021].
- [36] D. A. Puentes A., J. S. Velasco G., Evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales, tesis pre. Facultad de ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2018.
- [37] UNAD, Evaluación de costo anual equivalente (CAUE) Economía para ingenieros, tesis pre. Facultad de ciencias básicas e ingeniería, Universidad Nacional Abierta y a Distancia, Bogotá, Colombia. 2005.
- [38] UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN. (s.f.). "Evaluación de las inversiones en UNACEM". [En línea].

<https://es.slideshare.net/GodofredoCruzCampos/economiavan-tircaue>.

[Acceso: Junio 12, 2021].

[39] International Institute for Sustainable Development. (s.f). “EIA – ¿Qué es? ¿Por qué? ¿Cómo?”. [En línea]. <https://www.iisd.org/learning/eia/es/eia-essentials/what-why-when/#:~:text=En%20esencia%2C%20una%20EIA%20est%C3%A1,sustituci%C3%B3n%20y%20Fo%20modificaci%C3%B3n%20de>. [Acceso: Abril 25, 2021].

[40]SPIJ. (s.f.) “Aprueban Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos DECRETO SUPREMO N° 032-2004-EM”. [En línea].

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Reglamento%20de%20las%20actividades%20de%20Exploracion%20y%20Explotacion%20de%20Hidrocarburos.pdf . [Acceso: Mayo 17, 2021].

[41] Enegas, “Declaración/Memoria Ambiental 2018 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural de Serrablo”, Rep. No. B86612140, Madrid., 2020. [En línea].

Disponible en:
<https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/.Declaraci%C3%B3n%20Ambiental%20Almacenamiento%20Serrablo.pdf>

[42]G. Moyano T., *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico*, tesis pre. Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2018.

[43]T. Wang., G. An., S. Xu., J. Jia., W. Wang., J. Daeman. “Minimum operating pressure for a gas storage salt cavern under an emergency: a case study of Jintan, China”, *IFP Energies nouvelles*, vol. 75, pp. No. 85, pp. 1-13, nov, 2020, doi.org/10.2516/ogst/2020079. [Acceso: Junio 2, 2021].

[44]Mibérico. (s.f.). “Trabajos realizados”. [En línea] <https://www.miberico.com/trabajos-realizados/>. [Acceso: Mayo 2, 2021].

[45]Ingeniería Química, “Novedoso diseño de un medidor de flujo de gas ultrasónico”, 26, marzo,2018, [En línea]. Disponible en: <https://iquimica.com.ar/caudalimetro-ultrasonico-medidor-de-flujo-de-gas/>

[46]Enegas. (s.f.). “Odorización”. [En línea]. <https://www.enagas.es/enagas/es/Comunicacion/Glosario/Odorizaci%C3%B3n,es>. [Acceso: Junio 8, 2021].

[47]LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, “RESOLUCIÓN No.009”. [En línea]. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/eb386a6966bd63590525785a007a6b6a?OpenDocument>

ANEXOS

ANEXO 1.

MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

ETAPAS		Matriz Base de Identificación de Aspectos Ambientales																									
		Actividades	Medio Físico										Medio Biótico				Medio socioeconómico								Paisaje		
			Geología		Suelos			Hidrología		Aire y Ruido			Flora		Fauna												
Modificación de la geomorfología	Riesgo de erosión	Afectación del suelo	Pérdida de capa orgánica	Cambios en el patrón de usos del suelo	Alteración de condiciones por contaminación	Captación de agua	Contaminación a cuerpos de agua	Aumento niveles de ruido y vibraciones	Incremento concentración material particulado	Emisión de gases de efecto invernadero	Afectación a la vegetación	Reducción del hábitat	Desplazamiento de fauna	Reducción del hábitat	Generación de expectativas	Afectación de personas o grupos poblacionales	Afectación infraestructura existente	Aumentos accidentalidad	Aumento valor de la zona	Cambios en la movilidad	Demanda de bienes y servicios	Demanda mano de obra	Desarrollo Regional	Intrusión visual			
Exploración e investigación	Realización de sísmica			X						X																	
	Acondicionamiento del terreno		X	X	X	X						X	X	X	X	X									X		X
Construcción	Perforación eventual																										
	Desarrollo de cavidad salina	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X			X	X
	Construcción de la planta																		X								
Operación y mantenimiento	Extracción e inyección										X																
	Acondicionamiento del gas																		X								
	Operación de control							X	X	X							X	X	X	X	X				X	X	X
Desmantelamiento	Desmontaje			X	X														X								
	Restitución del terreno			X	X	X									X	X	X	X	X		X						X

ANEXO 2.

CARACTERIZACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

	Aspectos ambientales	Carácter		Inmediatez		Persistencia		Momento			Reversibilidad		Recuperabilidad	
		Positivo	Negativo	Directo	Indirecto	Temporal	Permanente	Corto	Medio	Largo	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable
Medio Físico	Modificación de la geomorfología		X	X			X	X				X	X	
	Riesgo de erosión		X	X			X	X				X	X	
	Afectación del suelo		X	X				X				X	X	
	Pérdida de capa orgánica		X	X			X	X			X	X	X	
	Cambios en el patrón de usos del suelo		X	X			X					X	X	
	Alteración de condiciones del suelo por contaminación		X	X				X	X			X	X	
	Captación de agua		X	X				X	X			X	X	
	Contaminación a cuerpos de agua		X	X				X	X			X	X	
	Aumento niveles de ruido y vibraciones		X	X			X		X			X	X	
	Incremento concentración material particulado		X	X				X	X			X	X	
	Emisión de gases de efecto invernadero		X	X				X	X			X	X	
Medio Biótico	Afectación a la vegetación		X	X			X		X		X	X	X	
	Reducción del hábitat		X	X			X		X		X	X	X	
	Desplazamiento de fauna		X	X			X		X		X	X	X	
	Reducción del hábitat		X	X			X		X		X	X	X	
Medio socioeconómico	Generación de expectativas		X	X		X		X			X	X	X	
	Afectación de personas o grupos poblacionales		X	X			X	X				X	X	
	Afectación infraestructura existente		X	X			X	X				X	X	
	Aumentos accidentalidad		X		X	X		X			X	X	X	
	Aumento valor de la zona	X			X		X			X	X		X	
	Cambios en la movilidad		X	X		X		X			X	X	X	
	Demanda de bienes y servicios		X	X			X	X				X	X	
	Demanda mano de obra	X		X		X		X			X	X	X	
	Desarrollo Regional	X			X	X			X		X		X	
Paisaje		X	X		X		X			X		X		

ANEXO 3.
CÁLCULO VALOR DE SALVAMENTO FASE I

PRIMERA FASE: Construcción de pozos y lixiviación													
Parámetros a considerar			Base calculo de depreciación (Lineal)										VS (Valor de Salvamento)
Equipos/Maquinaria	Valor	Vida util	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Caising 20"	\$ 17.826,00	20	\$ 891,30	\$ 891,30	\$ 891,30	-	-	-	-	-	-	-	\$ 15.152,10
Tubing 13 3/8"	\$ 143.792,00	20	\$ 7.189,60	\$ 7.189,60	\$ 7.189,60	-	-	-	-	-	-	-	\$ 122.223,20
Tubing 9 5/8"	\$ 92.700,00	20	\$ 4.635,00	\$ 4.635,00	\$ 4.635,00	-	-	-	-	-	-	-	\$ 78.795,00
Tubing 7"	\$ 73.020,00	20	\$ 3.651,00	\$ 3.651,00	\$ 3.651,00	-	-	-	-	-	-	-	\$ 62.067,00
Tanques de almacenamiento Fase I	\$ 51.000,00	15	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	-	-	-	-	-	-	-	\$ 40.800,00
Bombas Fase I	\$ 10.200,00	13	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 784,62	-	-	-	-	-	-	-	\$ 7.846,15
Valvulas Fase I	\$ 2.120.000,00	13	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	-	-	-	-	-	-	-	\$ 1.630.769,23
Tubería gas Fase I	\$ 1.840.000,00	20	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	-	-	-	-	-	-	-	\$ 1.564.000,00
Tubería agua	\$ 630.000,00	13	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	-	-	-	-	-	-	-	\$ 484.615,38
Tubería salmuera	\$ 630.000,00	20	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	-	-	-	-	-	-	-	\$ 535.500,00
												Total VS	\$ 4.541.768,07

ANEXO 4.

CÁLCULO VALOR DE SALVAMENTO FASE II

SEGUNDA FASE: Equipos de operación													
Parámetros a considerar			Base cálculo de depreciación (Lineal)										VS (Valor de Salvamento)
Equipos/Maquinaria	Valor	Vida útil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Trampa de rascadores	\$ 30.000,00	18	-	-	-	\$ 1.666,67	\$ 1.666,67	\$ 1.666,67	\$ 1.666,67	\$ 1.666,67	\$ 1.666,67	\$ 1.666,67	\$ 18.333,33
Medidores de ultrasonido	\$ 57.000,00	18	-	-	-	\$ 3.166,67	\$ 3.166,67	\$ 3.166,67	\$ 3.166,67	\$ 3.166,67	\$ 3.166,67	\$ 3.166,67	\$ 34.833,33
Compresores	\$ 265.000,00	20	-	-	-	\$ 13.250,00	\$ 13.250,00	\$ 13.250,00	\$ 13.250,00	\$ 13.250,00	\$ 13.250,00	\$ 13.250,00	\$ 172.250,00
Aerorrefrigeradores	\$ 121.060,00	20	-	-	-	\$ 6.053,00	\$ 6.053,00	\$ 6.053,00	\$ 6.053,00	\$ 6.053,00	\$ 6.053,00	\$ 6.053,00	\$ 78.689,00
Separadores	\$ 60.000,00	21	-	-	-	\$ 2.857,14	\$ 2.857,14	\$ 2.857,14	\$ 2.857,14	\$ 2.857,14	\$ 2.857,14	\$ 2.857,14	\$ 40.000,00
Torres de secado	\$ 45.000,00	17	-	-	-	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 26.470,59
Torres de regeneración	\$ 45.000,00	17	-	-	-	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 2.647,06	\$ 26.470,59
Consumidor (Odorización)	\$ 43.000,00	20	-	-	-	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 27.950,00
Antorcha	\$ 30.000,00	20	-	-	-	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 19.500,00
Tanques de almacenamiento Fase I	\$ 40.800,00	12	-	-	-	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	\$ 17.000,00
Bombas Fase I	\$ 7.846,15	10	-	-	-	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 784,62	\$ 2.353,85
Valvulas Fase I	\$ 1.630.769,23	10	-	-	-	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 163.076,92	\$ 489.230,77
Tubería gas Fase I	\$ 1.564.000,00	17	-	-	-	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 920.000,00
Tubería agua	\$ 484.615,38	10	-	-	-	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 48.461,54	\$ 145.384,62
Tubería salmuera	\$ 535.500,00	17	-	-	-	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 31.500,00	\$ 315.000,00
Tanques de almacenamiento Fase II	\$ 34.000,00	15	-	-	-	\$ 2.266,67	\$ 2.266,67	\$ 2.266,67	\$ 2.266,67	\$ 2.266,67	\$ 2.266,67	\$ 2.266,67	\$ 18.133,33
Bombas Fase II	\$ 1.590.000,00	13	-	-	-	\$ 122.307,69	\$ 122.307,69	\$ 122.307,69	\$ 122.307,69	\$ 122.307,69	\$ 122.307,69	\$ 122.307,69	\$ 733.846,15
Valvulas Fase II	\$ 7.650,00	13	-	-	-	\$ 588,46	\$ 588,46	\$ 588,46	\$ 588,46	\$ 588,46	\$ 588,46	\$ 588,46	\$ 3.530,77
Tubería gas Fase II	\$ 1.840.000,00	20	-	-	-	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 92.000,00	\$ 1.196.000,00
Tubería metanol	\$ 600.000,00	13	-	-	-	\$ 46.153,85	\$ 46.153,85	\$ 46.153,85	\$ 46.153,85	\$ 46.153,85	\$ 46.153,85	\$ 46.153,85	\$ 276.923,08
Tubería TEG	\$ 600.000,00	20	-	-	-	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	\$ 390.000,00
Total VS												\$ 4.951.899,41	

ANEXO 5.

RECOMENDACIONES

Se recomienda verificar con la entidad competente los requisitos y/o criterios de selección definidos para que se pueda realizar el almacenamiento estratégico del Gas Natural en Colombia.

Así mismo, analizar alternativas para la disposición de salmuera, por ejemplo, dependiendo de la composición de la misma pueda ser de interés para trabajos como completamiento de pozos en la industria de los hidrocarburos, de tal forma que sea alquilada a las operadoras interesadas, generando ingresos.

Por otro lado, con el fin de analizar de manera más precisa el posible desarrollo del almacenamiento estratégico de gas se recomienda considerar para la simulación las interacciones entre la formación y el gas, la mineralogía y geomecánica de la zona de estudio.

Adicionalmente, realizar una simulación en la que se considere una composición del gas diferente a solo metano, es decir, en la que se tenga en cuenta factores como la compresibilidad del gas y contaminantes presentes en el mismo con el fin de analizar el efecto que tienen sobre la operación de almacenamiento.

Finalmente, se propone llevar a cabo un estudio financiero comparado con almacenamiento en superficie (esferas y cigarras) para determinar las diferencias en costos y las posibles ventajas a largo plazo de la inversión.