



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA PARA EL
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS
EN YACIMIENTOS AGOTADOS**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

López García Gabriela

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Agradecimientos

Agradezco a Dios por ayudarme a culminar esta etapa de mi vida, por todas las bendiciones que me ha dado y por mi familia.

Este trabajo está dedicado a mi Mami Gabriela García Flores mi fortaleza y mi vida entera, sin ti esto no sería posible, tengo más de mil razones para darte gracias, por todas tus enseñanzas, por siempre apoyarme en todas mis decisiones, por siempre estar a mi lado, pero sobre todo por el inmenso amor que siempre me demuestras, Te amo con todo el corazón mami.

Para mi papito te agradezco con todo el corazón todo el apoyo que siempre me brindas y el amor que siempre me demuestras desde chiquita; gracias a ti soy la persona que soy, Te amo con todo mi corazón.

Para mi César Alfonso Rodríguez Navidad que desde que te conocí en la clase de cálculo diferencial en agosto del 2012 eres una parte fundamental en mi vida, siendo mi mejor amigo, compañero de aventuras y el mejor novio, te agradezco por acompañarme en estos 11 años; porque desde el día uno sé que cuento contigo y que siempre estas para mí.

Nunca olvidare cuando juntábamos taparrosas para ir a comer hamburguesas por eso y muchas cosas más gracias, Te amo.

A mi tía Graciela Guerrero, le agradezco infinitamente todo su apoyo, porque sin usted esto no sería posible, gracias por todos sus consejos, te quiero mucho tía Chela.

Estos agradecimientos no estarían completos sin mencionar a la amiga más fiestera del planeta, a la que siempre está ahí para mí, gracias por todos esos momentos que hemos pasado juntas y por siempre apoyarme mi Pao te quiero mucho, tu amiga sin apellidos.

A mi amiga Luz que siempre tengo su apoyo incondicional y los mejores consejos, manita preciosa te quiero muchísimo gracias por siempre estar para mí

A Elisheva Rivera por todos esos momentos maravilloso que pasamos juntas en la facultad, que sin ti no hubiera sido lo mismo gracias por tantas locuras juntas hiciste que esa época de mi vida fuera muy especial gracias por ser mi amiga.

A mis amigos Ulises y Hugo en quien eh encontrado dos hermanos gracias por siempre apoyarme y por cuidarme los quiero mucho sin ustedes mi vida no sería la misma.

A mi amiga Karla Andrea que le inyectas energía a mi vida con tantas ocurrencias gracias por esas risas y aventuras juntas, te quiero mucho.

A mis amigas: Denita, Graciela Reyes, Nadia, Azucena, Lourdes Milchorena, Karlita Murillo, Nancy Ramírez, Karen Hernández y Sandra Calderón.

Por su puesto, a mi asesor el Mtro. Gaspar franco Hernández, por orientarme, ayudarme y nunca dejarme a pesar de que postergue el trámite por tanto tiempo, por siempre estar para



mí para resolver mis dudas y aconsejarme no solo de la tesis sino de la vida, gracias por brindarme tu amistad. No tengo palabras para decirte lo agradecida que estoy, te respeto, admiro y te quiero. Gracias por todo.

A mis sinodales M.C Ulises Neri Flores, M.C Víctor Juan López Hernández, M.I Berenice Anell Martínez Cabañas y al Ing. Leonardo Meneses Larios por la revisión del presente Trabajo y las portaciones, les agradezco.

Por último, quiero agradecer a mi alma mater, mi hermosa Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería que me formaron como profesionista Jamás olvidare el día que me convertí en parte de su comunidad estudiantil gracias. Y a todos los profesores que me transmitieron toda la pasión por la carrera que elegí muchas gracias.



Contenido

Índice de figuras.....	6
Índice de Tablas	9
Abstract.....	10
Introducción.....	12
CAPÍTULO I	13
1.1 Origen de los hidrocarburos.....	14
1.2 Clasificación por origen del gas natural.....	17
1.3 Composición del Gas Natural.....	18
1.4 Procesamiento del gas Natural.....	20
1.4.1 Sistema de Separación.....	21
1.4.2 Deshidratación	22
1.4.3 Endulzamiento de gas	23
1.4.4 Sistema de recolección.....	24
1.5 Centros procesadores de gas natural en México	24
1.6 Uso del gas natural.....	26
1.7 Demanda nacional de gas natural por sector.....	27
1.7.1 Sector Eléctrico.....	29
1.7.2 Sector Autotransporte.....	31
1.7.3 Sector Industrial.....	31
1.7.4 Sector petrolero	32
1.7.5 Sector residencial y de servicios	32
1.8 Demanda mundial	34
1.9 Reservas de Gas Natural en México	36
1.10 Producción de gas natural en México.....	38
1.11 Importaciones del gas natural.....	38
1.12 Puntos de Internación México - Estados Unidos	40
1.13 Precios de gas natural	40
CAPÍTULO 2	43
2.1 Normatividad actual en México	44



2.2 Reforma Energética	44
2.3 La reforma energética en la cadena de valor de gas natural.....	46
2.4 La Política Pública en Materia de Almacenamiento	47
2.5 Seguridad energética.....	48
CAPÍTULO 3	50
3.1 Tipos de almacenamiento de gas.....	51
3.2 Almacenamiento en tanques de gas natural licuado	52
3.3 Sistemas de almacenamiento subterráneo de gas.....	56
3.3.1 Almacenamiento subterráneo en Domos salinos	59
3.3.2 Almacenamiento en acuíferos confinados	64
3.3.3 Almacenamiento en minas abandonadas	65
3.3.4 Almacenamiento subterráneo en yacimientos agotados	65
CAPÍTULO 4	70
4.1 Panorama Internacional en materia de almacenamiento de gas natural.....	71
4.2 Principales países con almacenamiento subterráneo de gas.....	74
4.2.1 Canadá.....	74
4.2.2 Estados Unidos.....	75
4.2.3 España	76
4.2.4 Alemania.....	79
4.2.5 Rusia	80
4.2.6 México.....	81
CAPÍTULO 5	87
5.1 Metodología para el almacenamiento de gas en yacimientos agotados	88
5.1.1 Yacimiento agotado.....	89
5.1.2 Condicionantes deseadas en la elección de un yacimiento almacén.....	91
5.1.3 Localización geográfica.....	91
5.1.4 Información histórica del yacimiento	92
5.1.5 Condiciones Geológicas y Características Petrofísicas	94
5.2 Capacidad de Almacenamiento.....	98
5.3 Infraestructura	102
5.4 Dinámica de la infraestructura	106
5.4.1 Proceso de inyección.....	107



5.4.2 Proceso de extracción	109
5.5 Fugas de gas	113
5.6 Normatividad	116
CONCLUSIONES	119
RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121

Índice de figuras

FIGURA 1. VENTANA DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS (MCCARTHY ET AL., 2011)	15
FIGURA 2. SISTEMA PETROLERO	16
FIGURA 3. SISTEMA PETROLERO (MCCARTHY ET AL., 2011)	17
FIGURA 4. MOLÉCULA DEL METANO (ELABORACIÓN PROPIA)	18
FIGURA 5. GASES HIDROCARBUROS (ELABORACIÓN PROPIA)	19
FIGURA 6. ETAPAS DEL GAS NATURAL (SECRETARÍA DE ENERGÍA, S.F)	20
FIGURA 7. PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL (PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB), 2006)	21
FIGURA 8. CONSIDERACIONES DENTRO DEL PROCESO DEL GAS NATURAL (ELABORACIÓN PROPIA)	22
FIGURA 9. PROCESO INDUSTRIAL PARA EL ENDULZAMIENTO DE LÍQUIDOS (PEMEX, 2009)	23
FIGURA 10. SISTEMA DE RECOLECCIÓN (ELABORACIÓN PROPIA)	24
FIGURA 11. CENTROS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL (ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE SENER)	25
FIGURA 12. UBICACIÓN DE LOS CPG DE PEMEX (CNH, 2018)	25
FIGURA 13. PRINCIPALES USOS DEL GAS NATURAL	26
FIGURA 14. SECTORES DE DEMANDA DE GAS NATURAL	28
FIGURA 15. CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTOR DE 2013-2021 (MMPCD) (ENERGÍA S. D., PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DE SISTRANGAS 2020-2024, 2022)	29
FIGURA 16. MAPA DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO EN MÉXICO (IBERDROLA MÉXICO, S.F)	31
FIGURA 17. CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL (MMPCD) (ALEXANDRI ET.AL., 2018)	32
FIGURA 18. DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR RESIDENCIAL. (DÍAZ & OCAMPO, 2022)	33
FIGURA 19. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL 2005-2021(MMPCD) (DÍAZ & OCAMPO, 2022)	33
FIGURA 20. DEMANDA MENSUAL DEL GAS NATURAL POR SECTORES (ENERO A SEPTIEMBRE DE 2022) (MMPCD). (ENERGÍA S. D., SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGETICA, 2022)	34
FIGURA 21. DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL EN 1990-2020 (ENERDATA, 2022)	35
FIGURA 22. CONSUMO MUNDIAL DEL GAS NATURAL 2021 (BCM) (ENERDATA, 2022)	35
FIGURA 23. PAÍSES CON MAYOR CONSUMO DE GAS NATURAL INFORMACIÓN DE (ENERDATA, 2022)	36
FIGURA 24. RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL 2022 (INFORMACIÓN DE CNH)	36



FIGURA 25. RESERVAS 1P, 2P Y 3P EN MÉXICO EN DIFERENTES AÑOS (INFORMACIÓN DE CNH).	37
FIGURA 26. PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y PROSPECTIVA DEL GAS NATURAL (MMPCD) (ENERGÍA S. D., PRONTUARIO ESTADÍSTICO DICIEMBRE 2022, 2022).	38
FIGURA 27. PRODUCCIÓN TOTAL MENSUAL DE GAS NATURAL POR PROVINCIA PETROLERA (MMPCD) (DÍAZ & OCAMPO, 2022).	38
FIGURA 28. IMPORTACIONES MENSUALES DE GAS NATURAL PROVENIENTES DE EUA DE 2019-2022 (MMPCD) (DÍAZ & OCAMPO, 2022).	39
FIGURA 29. SITUACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN PAÍSES IMPORTADORES (CNH, SF).	39
FIGURA 30. PUNTOS DE INTERCONEXIONES EN LA FRONTERA MÉXICO – ESTADOS UNIDOS (ENERGÍA S. D., PRONTUARIO ESTADÍSTICO DICIEMBRE 2022, 2022)	40
FIGURA 31. REGIONES Y SUS ÍNDICES DE REFERENCIA DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL (SENER, 2022).	41
FIGURA 32. PRECIOS DEL GAS NATURAL EN EL MUNDO (USD/MMBTU) (SENER, 2022).	42
FIGURA 33. ATRIBUCIONES DE LA CRE.	45
FIGURA 34. PROCESO DE POLÍTICA PÚBLICA	48
FIGURA 35. TIPOS DE INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO.	51
FIGURA 36. TIPOS DE ALMACENAMIENTO DE GAS.	52
FIGURA 37. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GNL (ECONOMISTA, 2021).	53
FIGURA 38. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DOBLE PARED (QUINTERO, 2022).	54
FIGURA 39. DIAGRAMA DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DOBLE PARED (QUINTERO, 2022).	54
FIGURA 40. TIPOS DE FORMACIONES GEOLÓGICAS.	56
FIGURA 41. ESQUEMA DE FORMACIONES GEOLÓGICAS. (ADMINISTRATION, EIA, 2022).	57
FIGURA 42. RELACIÓN ENTRE EL VOLUMEN ALMACENADO Y LA PRESIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS (ADMINISTRATION, EIA, 2022).	58
FIGURA 43. NÚCLEOS DE LOS DOMOS SALINOS (SLB, 2022).	59
FIGURA 44. LOCALIZACIÓN DE FORMAS SALINAS EN MÉXICO CON INFORMACIÓN DE (GARCÍA, 1983).	60
FIGURA 45. ESQUEMA DE UNA CAVERNA DE SAL ADECUADA COMO UNIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS (CORREA & CASTRILLÓN, ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL, 2008).	61
FIGURA 46. TIPOS DE LIXIVIACIÓN (SLB, 2022).	63
FIGURA 47. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS EN YACIMIENTOS AGOTADOS (ENAGAS, 2019)	67
FIGURA 48. COMPARATIVO ENTRE ESTRUCTURAS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS (ELABORACIÓN PROPIA DE COMPILACIÓN DE DOCUMENTOS TÉCNICOS).	69
FIGURA 49. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS EN CANADÁ, (REGULATOR, 2022).	75
FIGURA 50. REGIONES PRINCIPALES DE LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS EN EUA, (ADMINISTRATION, EIA, 2022).	76
FIGURA 51. ESQUEMA PLATAFORMA GAVIOTA. (ENAGAS, 2019).	77
FIGURA 52. INSTALACIÓN EN YELA, (ENAGAS, 2019).	78
FIGURA 53. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN ESPAÑA.	78
FIGURA 54. INFRAESTRUCTURA DE GAS EN ESPAÑA, (ENAGAS, 2019).	79
FIGURA 55. INSTALACIONES DE BERNBURG, ALEMANIA (GMBH, 2022).	80



FIGURA 56. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN RUSIA. (GAZPROM, 2022).....	80
FIGURA 57. CENTRAL DE ALMACENAMIENTO POR CYDSA, (CYDSA, 2022)	81
FIGURA 58. FICHA TÉCNICA CAMPO ACUYO (CENAGAS, 2022).....	82
FIGURA 59. FICHA TÉCNICA CAMPO BRASIL (CENAGAS, 2022).....	82
FIGURA 60. FICHA TÉCNICA CAMPO SARAMAKO (CENAGAS, 2022).	83
FIGURA 61. FICHA TÉCNICA CAMPO JAF (CENAGAS, 2022).	83
FIGURA 62. PROSPECTOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO (RODRÍGUEZ, 2018).	84
FIGURA 63. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS. (ENERGÍA S. D., POLÍTICA PÚBLICA EN MATERIA ENERGÉTICA APLICABLE A LA CONSTITUCIÓN DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL, 2017).	86
FIGURA 64. ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA DEL ALMACENAMIENTO.....	88
FIGURA 65. REPRESENTACIÓN DEL CICLO DE VIDA DE LOS YACIMIENTOS.	91
FIGURA 66. CONDICIONANTES DESEADAS EN LA ELECCIÓN DE UN YACIMIENTO.	91
FIGURA 67. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO.	92
FIGURA 68. INFORMACIÓN NECESARIA PARA REALIZAR UN ESTUDIO DE ALMACENAMIENTO.	94
FIGURA 69. SISTEMA PETROLERO (CNH, 2022)	95
FIGURA 70. PRINCIPALES ROCAS ALMACEN.	96
FIGURA 71. PRINCIPALES ROCA SELLO.....	97
FIGURA 72. PROPIEDADES GEOLÓGICAS	98
FIGURA 73. COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO ALMACÉN.	99
FIGURA 74. INFRAESTRUCTURA PRINCIPAL PARA EL ALMACENAMIENTO.	103
FIGURA 75. TIPOS DE POZOS UTILIZADOS EN EL ALMACENAMIENTO.....	103
FIGURA 76. TIPOS DE POZOS (UNDERGROUND-STORAGES, 2022).	104
FIGURA 77. POZO HORIZONTAL (SÁNCHEZ, 2015)	105
FIGURA 78. ACONDICIONAMIENTO TÍPICO DE UN POZO DE ALMACENAMIENTO (ENERGÍA S. D., 2017).	105
FIGURA 79. INSTALACIONES NECESARIAS PARA EL ALMACENAMIENTO.	106
FIGURA 80. MAPA DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS 2020-2024 (ENERGÍA S. D., PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO, 2022).....	107
FIGURA 81. TRAMPA DE DIABLOS (CAHDEZ, 2022).	108
FIGURA 82. MEDIDOR DE GAS (SILVER, 2022).....	108
FIGURA 83. COMPRESOR ELÉCTRICO UTILIZADO EN YELA (ENAGAS, 2020).	109
FIGURA 84. AEROREFRIGERADOR (ENAGAS, 2020).	109
FIGURA 85. SISTEMA DE INYECCIÓN DE METANOL EN SERRABLO (ENAGAS, 2020).....	110
FIGURA 86. TORRE DE SECADO (ENAGAS, 2020).	111
FIGURA 87. SISTEMA DE ODORIZACIÓN (FLUIDECO, 2022).	111
FIGURA 88. PROCESO DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL (CEDIGAZ, 2020).	112
FIGURA 89. PRINCIPALES ELEMENTOS QUE PUEDEN DERIVAR A FUGAS DE GAS.	113
FIGURA 90. CAUSAS COMUNES DE FUGAS DE GAS EN POZOS (GASDA ET.AL.,2004)	115
FIGURA 91. DIAGRAMA DE FLUJO CON LA METODOLOGÍA PARA PODER DETERMINAR SI EL YACIMIENTO AGOTADO PUEDE SER USADO COMO ALMACÉN.	116
FIGURA 92. BASES DE LICITACIÓN.....	117
FIGURA 93. REQUISITOS PREVISTOS EN LA LEGISLACIÓN VIGENTE PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS.	118



Índice de Tablas

TABLA 1. VENTANA DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS (MCCARTHY ET AL., 2011).	14
TABLA 2. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL (UNAM, GAS NATURAL, 2019).....	20
TABLA 3. CENTROS PROCESADORES DE GAS INSTALADOS EN MÉXICO (ENERGÍA S. D., PRONTUARIO ESTADÍSTICO, 2022).....	26
TABLA 4. PRINCIPALES USOS DEL GAS NATURAL.	27
TABLA 5. CENTRALES DE CICLO COMBINADO EN MÉXICO Y SUS CARACTERÍSTICAS (IBERDROLA MÉXICO, S.F).....	30
TABLA 6. RESERVAS DE GAS NATURAL DE LOS AÑOS 2014 A 2022 EN MMMPC (INFORMACIÓN DE CNH).....	37
TABLA 7. PAÍSES QUE EXPORTAN DE UN SOLO PAÍS (CNH, SF).	40
TABLA 8. REGIONES ESTABLECIDAS POR LA CRE.....	41
TABLA 9. LÍMITES PARA SUSTANCIAS PERJUDICIALES EN LA LICUEFACCIÓN (INFORMACIÓN DE COMPILACIÓN DE DOCUMENTOS TÉCNICOS).....	53
TABLA 10. TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN EN MÉXICO (CRE, 2016).	55
TABLA 11. PAÍSES CON INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO, ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE (CEDIGAZ, 2020)	71
TABLA 12. LISTA DE LOS PAÍSES QUE CUENTAN CON ALMACENAMIENTO DE GAS 2020, ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE (CEDIGAZ, 2020).....	73
TABLA 13. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN GAVIOTA. (ENAGAS, 2019).....	77
TABLA 14. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN YELA. (ENAGAS, 2019).	77
TABLA 15. PROPIEDADES DE LA POROSIDAD.	99
TABLA 16. PROPIEDADES DE LA PERMEABILIDAD.	100



Abstract

Methodology for underground gas storage in depleted reservoirs

Natural gas is considered one of the cleanest sources of energy of non-renewable resources, so its use has the approval for the society and the environment, in addition to its cost is more competitive compared to other fuels.

Apart from what has been mentioned before, the installation of underground storage infrastructure is considered necessary, since there is a large supply deficit, which generates dependence on the United States of America, one of the largest producers of this resource, which will allow continuity of supply, in cases of some type of contingency such as those caused by earthquakes, floods or hurricanes; as well as technical problems in the operations of gas pipeline systems (SISTRANGAS), ensuring certainty in the country's energy security.

Regarding underground storage, the reference is not made to anthropogenic constructions in the subsoil, but to natural structures with this characteristic (to store), mostly modified or exploited, and currently without a use, among which we can mention we have:

- Saline domes.
- Aquifers.
- Deposits exhausted.
- Abandoned mines.

The research leads us to propose a methodology which concentrates the factors to be considered in underground gas storage, focused on depleted deposits, which present technical, economic and regulatory challenges in the industry.

A basis for carrying out the project is the availability of the data obtained during the exploitation of the deposit, since these data will provide an overview of the behavior of the resource when being in the deposit.

The inherent characteristics of the structure, which can determine the viability of the storage of gas in depleted fields are:

- The geological background.
- The existence of remaining resource.
- The integrity of the trap.

To conclude, it is fundamental to have a strategic storage for the country and in this work a methodology is proposed to be able to choose the optimal field to be able to store gas with a high percentage of success.



INTRODUCCIÓN



Introducción

La elaboración del presente proyecto surge de la necesidad de abastecer la demanda de gas natural, ya que en la actualidad se importa alrededor del 90% del gas suministrado (Nava, 2019) y su uso abarca la industria eléctrica, residencial, petrolera y petroquímica, mismas que forman parte de la actividad económica diaria.

En este sentido, este recurso es considerado como una de las principales fuentes de energía siendo, dentro de los recursos no renovables, una de las fuentes de energía más limpias, por lo que es bien visto por la sociedad y para el medio ambiente, teniendo como punto favorable su costo, puesto que es más competitivo frente a otros combustibles.

A partir de esto, se considera necesario el desarrollo de infraestructura para el almacenamiento subterráneo de gas ya que existe un déficit en su abastecimiento, lo que genera dependencia de otros mercados. Esta infraestructura permitirá una mayor disponibilidad para su suministro, que puede verse interrumpido por casos contingentes como terremotos, inundaciones o huracanes, así como problemas técnicos en las operaciones de los sistemas de gasoductos (SISTRANGAS).

Respecto al tema tratado sobre el almacenamiento subterráneo, este no hace referencia a instalaciones desarrolladas en el subsuelo sino a las estructuras naturales con la capacidad de almacenar, en su mayoría ya explotadas y actualmente sin un aprovechamiento, entre las que podemos mencionar:

- Domos salinos.
- Acuíferos.
- Yacimientos agotados.
- Minas abandonadas.

La investigación conduce a proponer una metodología que concentra los factores necesarios para el almacenamiento subterráneo de gas, enfocada en los yacimientos agotados, los cuales pueden presentar retos técnicos, económicos y normativos.

Una parte del proyecto de esta tesis considera la disponibilidad de los datos obtenidos durante la explotación del yacimiento, ya que proporcionarán un panorama del comportamiento del fluido dentro del mismo. De igual forma, aportan características de la estructura, mismas que pueden determinar la viabilidad del almacenamiento de gas en yacimientos agotados y que tienen que ver con:

- Su antecedente geológico.
- Existencia de recurso remanente.
- La integridad de la trampa.

Ante lo mencionado, resulta fundamental el poder contar con un almacenamiento energético para el futuro, garantizando con ello el resguardo de la seguridad energética del país.



CAPÍTULO I



1.1 Origen de los hidrocarburos.

Existen diversas explicaciones sobre el origen de los hidrocarburos propuestas a lo largo de la historia. Sin embargo, la creada por Kumar es la más aceptada por la comunidad científica, planteada a través de dos teorías, la “Teoría orgánica” y la “Teoría inorgánica”, (Kumar, 1987).

La teoría inorgánica menciona que el hidrógeno reacciona con el Carbono y otros elementos presentes bajo la superficie terrestre, y que son sometidos a altas presiones y temperaturas. Esta reacción genera la formación de aceite y gas. Posteriormente, estos hidrocarburos migraron a través de los poros de la roca y se agruparon en trampas sub-superficiales.

Por otra parte, la de mayor aceptación, la teoría orgánica, establece que los hidrocarburos se forman por el depósito de materia orgánica (tierra, plantas y animales) en los océanos o lagos junto con sedimentos que, posteriormente, se convertirán en una roca sedimentaria por la acción de la compresión (Rodríguez, 1986).

Los hidrocarburos provienen de una roca generadora con las características de una roca de grano fino y con gran contenido de materia orgánica. Misma que, al sufrir una variación en la presión y temperatura, puede generar hidrocarburos. El potencial para la generación de hidrocarburos se relaciona directamente con el volumen, riqueza orgánica y madurez térmica. El volumen está en función del espesor y la extensión areal; la riqueza en contenido orgánico se refiere a la cantidad y tipo de materia orgánica contenida en la roca; la madurez térmica alude al aumento de temperatura que sufre la roca (McCarthy, 2011).

Cuando ya se han depositado los sedimentos ricos en contenido orgánico, los procesos microbianos convierten parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. A mayores profundidades de sepultamiento, la temperatura convierte gradualmente la materia orgánica en materia orgánica insoluble denominada kerógeno; cuya variación depende de la composición inicial de la materia orgánica, en la tabla 1 se muestran los tipos de kerogeno (McCarthy, 2011), .

Tipo de Kerógeno	Material fuente	Ambiente general de depósito
I	Principalmente materia algácea	Lacustre
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algácea	Marino
III	Principalmente plantas superiores	Terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Variado

Tabla 1. Ventana de generación de hidrocarburos (McCarthy et al., 2011).

- Kerógeno Tipo I y II producen aceite y gas.



- Kerógeno tipo III produce principalmente hidrocarburos gaseosos.

La alteración del kerógeno continúa conforme a la profundidad y el aumento de la temperatura, transformando el kerógeno en bitumen o hidrocarburos. El incremento en la madurez provoca que los hidrocarburos inicialmente complejos experimentan un proceso de simplificación estructural, comenzando con aceite, gas húmedo y al final gas seco, como se muestra en la figura 1 (McCarthy *et al.*, 2011).

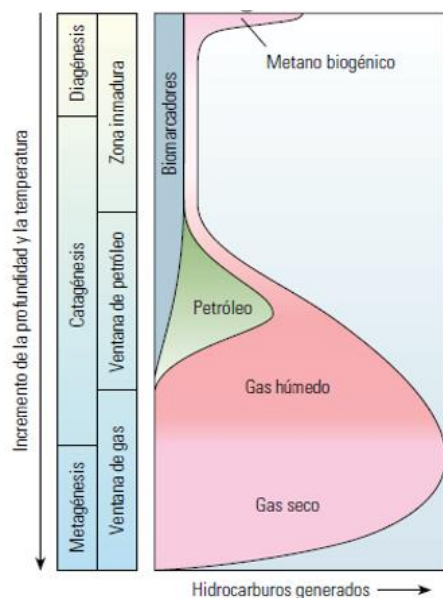


Figura 1. Ventana de generación de hidrocarburos (McCarthy et al., 2011).

La generación de hidrocarburos en relación con la profundidad y temperatura. Este proceso se divide en tres etapas: diagénesis, catagénesis y metagénesis, definidas de la siguiente manera:

- Diagénesis: Etapa en la que el sedimento y la materia orgánica sufren alteraciones a una temperatura aproximada de 50°C.
- Catagénesis: Período en el que ocurre la generación de aceite a una temperatura de entre 50° a 150° centígrados.
- Metagénesis: Etapa en la que se forma el gas natural y gases que no son hidrocarburo como el dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂) y ácido sulfhídrico (H₂S), ocurre a una temperatura de 150°C a 200°C (Rodríguez, 1986).



El sistema petrolero convencional está conformado por: una roca generadora, una trampa y un sello. A su vez, estos elementos se encuentran acompañados por dos procesos: la generación y la migración del petróleo. La secuencia cronológica que va entre estos componentes, es decir, entre la migración del petróleo, la trampa y el sello, es sumamente crucial, en la figura 2 se da una breve explicación de cada uno de los elementos del sistema petrolero.

Roca generadora	<ul style="list-style-type: none"> • La generación de hidrocarburos en esta roca debe contener al menos 1% de materia orgánica, para que pueda ocurrir la migración y se forme un yacimiento petrolero.
Roca almacén	<ul style="list-style-type: none"> • Es porosa y permeable para que el hidrocarburo pueda fluir. Los poros deben tener un tamaño supercapilar.
Roca sello	<ul style="list-style-type: none"> • Es impermeable, evita que fluyan los hidrocarburos, y los poros son de un tamaño subcapilar.
Trampa	<ul style="list-style-type: none"> • Es una estructura geológica o arreglo litológico que hace posible la acumulación y concentración de petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable.
Migración	<ul style="list-style-type: none"> • Es cuando el hidrocarburo se pone en movimiento y se dirige a la roca almacén.
Sincronización geológica	<ul style="list-style-type: none"> • Se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios, en tiempo y espacio, para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente.

Figura 2. Sistema Petrolero.

Mientras que para los sistemas no-convencionales requieren como mínimo la roca generadora y suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada con la temperatura. El petróleo generado en este tipo de sistemas es considerado autónomo, no migra, sino que permanece atrapado en los microporos y en las fracturas de la roca generadora de baja permeabilidad. (McCarthy et al., 2011).

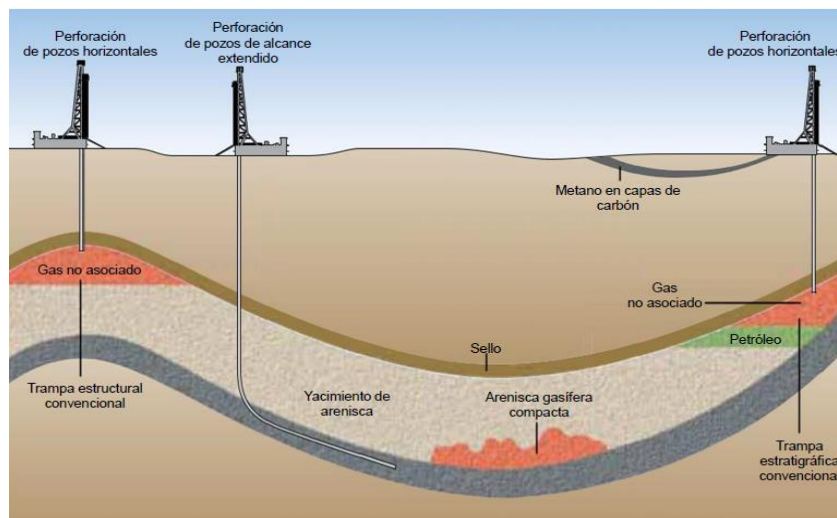


Figura 3. Sistema Petrolero (McCarthy et al., 2011).

1.2 Clasificación por origen del gas natural

La clasificación del gas dependerá de su origen, este se cataloga de la siguiente manera: geológico, relación gas-aceite, cantidad de gas natural líquido, composición y ocurrencia en el subsuelo.

Ocurrencia en el subsuelo (Ikoku, 1992):

- Gas asociado disuelto: es el que se extrae junto con el aceite y contiene hidrocarburos como el etanol, propano, butano y naftas.
- Gas no asociado: es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo, pero es altamente rico en metano y pobre en componentes pesados, sin embargo, el gas no asociado puede contener gases no hidrocarburos, tales como: dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.
- Gas y condensado: el gas condensado tiene alta cantidad de hidrocarburos líquidos y pueden estar en fase gaseosa en el yacimiento, pero cuando disminuye la presión se generan líquidos (condensados).

Geológica (Speight, 1992)

- Gas convencional: este se encuentra en formaciones donde existe un sistema petrolero (roca generadora, roca almacén, sello y trampa).
- Gas no convencional: no cuentan con todos los elementos de un sistema petrolero, los hidrocarburos no migran de la roca generadora a la roca almacén. Por lo que se



emplean otros métodos de extracción de hidrocarburos como el fracturamiento hidráulico, la perforación horizontal y multilateral.

Cantidad de gas natural líquido:

- Gas pobre: contiene pocos hidrocarburos líquidos y es llamado también gas seco.
- Gas rico: tiene una gran proporción de gases en fase líquido, su punto de rocío y poder calorífico es alto.

Composición (Speight, 1992):

- Gas amargo: cuenta con grandes cantidades de sulfuro de hidrógeno.
- Gas dulce: en su composición existe muy poco o nada de sulfuro de hidrógeno.
- Gas residual: se le llama así cuando ya fue procesado (remoción de hidrocarburos pesados).

Relación gas-aceite (Guo y Ghalambor, 2005):

- RGA > 100,000 scf/stb es considerado un pozo de gas.
- RGA < 100,000 scf/stb es considerado un pozo de condensado.
- RGA < 5,000 scf/stb se clasifica como un pozo de aceite

1.3 Composición del Gas Natural

El gas natural es un recurso energético no renovable de origen fósil, este es el hidrocarburo más ligero. Está formado principalmente por un 95% de metano (CH_4) y otros gases. Su estado es gaseoso, es inflamable, no tóxico, incoloro e inodoro, y tiene una densidad relativamente menor con la relación al aire, por lo que se dispersa rápidamente en el ambiente; por tal motivo, se le agrega mercaptano para que tenga olor y pueda ser detectable ante cualquier fuga en el uso doméstico.

Respecto al metano, que es su principal componente, está formado por una molécula sencilla de un 1 átomo de carbono y 4 átomos de hidrógeno y un porcentaje mínimo de moléculas pesadas de parafinas ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$), como se muestra en la figura 4.

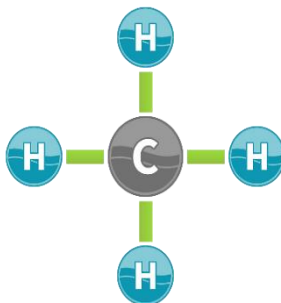


Figura 4. Molécula del metano (Elaboración propia).



El poder calorífico del gas natural varía dependiendo las impurezas que tenga, este se encuentra en un rango de entre 700 a 1,600 Btu/scf (Estados Unidos. Guo B. &, 2005).

La composición química, puede variar según su procedencia, ya que acostumbra a ir asociado a otras moléculas o elementos como:

- Ácido sulfhídrico (H_2S);
- Dióxido de Carbono (CO_2);
- Nitrógeno (N_2);
- Agua (H_2O);
- Helio (He);
- Otros gases inertes;
- Arenas;
- Sales en estado sólido.

Si las cantidades de impurezas que contiene el gas son altas, el gas será sometido a un proceso de endulzamiento, para purificarlo y poder utilizarlo de forma segura. Los gases hidrocarburos que contiene el gas natural pueden ser los que se encuentran en la siguiente figura.

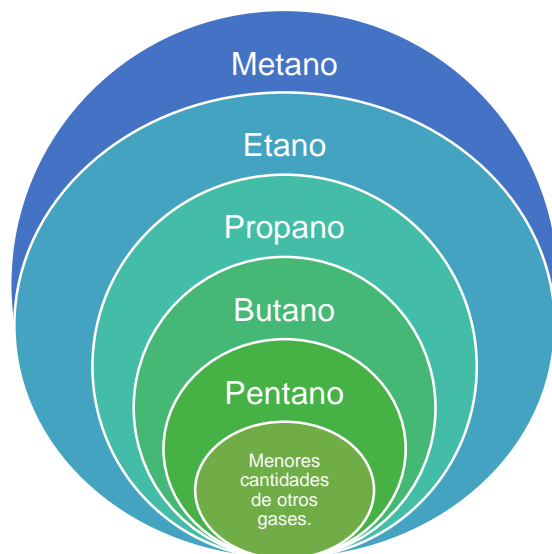


Figura 5. Gases hidrocarburos (Elaboración propia).



COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL			
COMPONENTE	FÓRMULA	GAS NO ASOCIADO	GAS ASOCIADO
Metano	CH ₄	95-98%	60-80%
Etano	C ₂ H ₆	1-3%	10-20%
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1%	5-12%
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5%	2-5%
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-0.5%	1-3%
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-8%	0-8%
Nitrógeno	N ₂	0-5%	0-5%
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5%	0-5%
Otros	Ar, He, Ne, Xe	Trazas	Trazas

Tabla 2. Composición del gas natural (UNAM, Gas Natural, 2019).

La composición del gas natural es variable y está en función del campo o yacimiento del cual se extrae. Por otra parte, la composición del gas licuado de petróleo está compuesto principalmente por butano y propano. Es licuado a bajas temperaturas y presiones moderadas. El gas se obtiene de gases de refinерías o después de un proceso de craqueo de petróleo crudo. A presiones atmosféricas, se convierte fácilmente en gas y se puede utilizar en la industria o en usos domésticos (Schlumberger Oilfield Glossary, 2007).

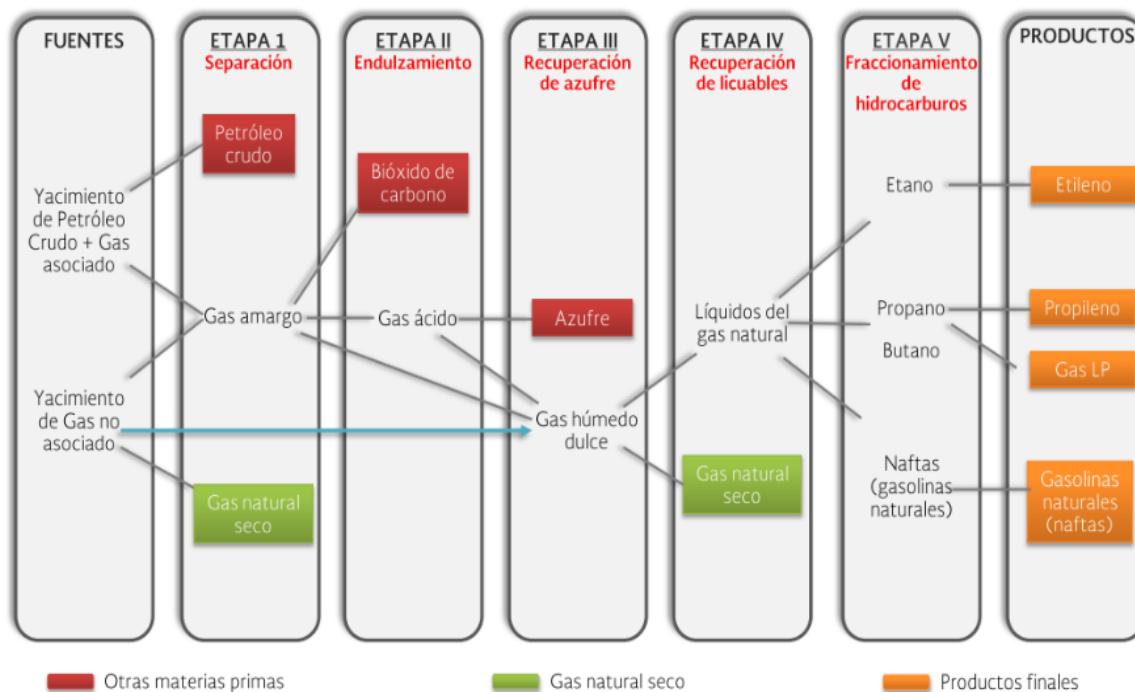


Figura 6. Etapas del gas natural (Secretaría de Energía, s.f).

1.4 Procesamiento del gas Natural

Dado que el gas contiene hidrocarburos pesados o impurezas, tales como el nitrógeno, el ácido sulfhídrico (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂), oxígeno y vapor de agua, resulta



necesario retirarlas debido a que pueden llegar a causar corrosión y problemas durante la producción y su transporte. Además de que restan poder calorífico al gas natural y propician el congelamiento.

El objetivo del tratamiento es obtener un gas seco o gas natural comercial de alta calidad. El orden en la utilización de las plantas de proceso dependerá de los compuestos iniciales que contenga el hidrocarburo extraído de los campos, por lo que el tratamiento que se deba de implementar en cada campo de producción puede ser diferente, como se muestra en la figura 7.

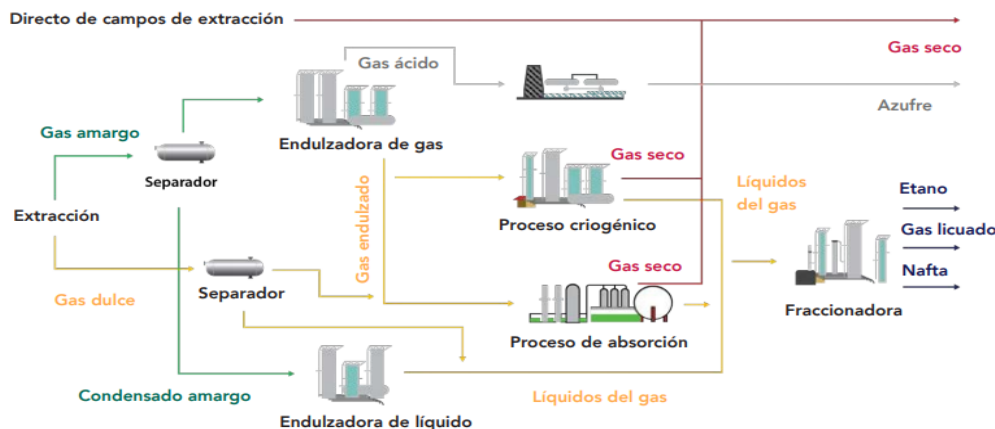


Figura 7. Procesamiento del gas natural (Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), 2006).

A continuación, se presentan diferentes tratamientos que se pueden aplicar al gas para poder eliminar las impurezas que contiene.

1.4.1 Sistema de Separación

La producción de hidrocarburos es una mezcla de diferentes componentes como: agua, ya sea en estado líquido o gaseoso, sólidos, y otros tipos de impurezas. Por su parte, la corriente de producción puede ser inestable, debido a que es producida desde varios cientos de metros de profundidad, con alta temperatura y presión, hasta condiciones de superficie; por lo cual, se hace necesario la remoción de los contaminantes y la separación de los diferentes fluidos producidos, como agua, aceite y gas, los cuales serán manejados y transportados de manera separada.

Los equipos de separación utilizados con mayor frecuencia son:

- Separadores. Estos equipos se utilizan para separar corrientes de aceite y gas que provienen de los pozos en producción.
- Depuradores. Estos dispositivos se utilizan para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que un separador ordinario no las elimina. Dentro de este tipo de separador, se encuentran los depuradores de polvo y los filtros que eliminan el polvo arrastrado en las corrientes de gas y las gotas pequeñas de líquido.



- Separadores de baja temperatura. Estos se utilizan para separar gas y condensados a baja temperatura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo
- Eliminadores. Este se utiliza para eliminar los líquidos de una corriente de gas a alta presión. Se usan por lo general en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos de estos dispositivos solo separan el agua de la corriente de gas.

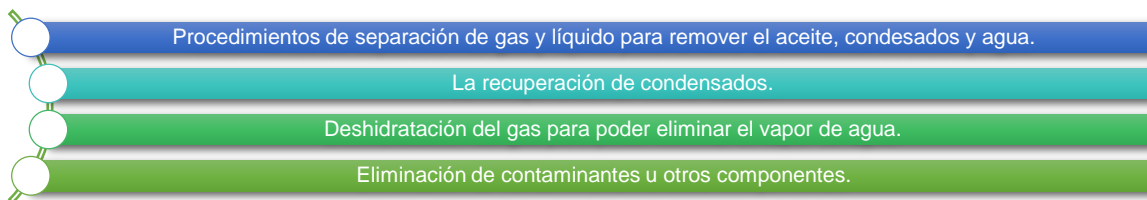


Figura 8. Consideraciones dentro del proceso del gas natural (Elaboración propia).

1.4.2 Deshidratación

Este proceso es uno de los más elementales, ya que uno de los componentes principales del gas es el agua, por lo que eliminarlo permite prevenir su condensación o la formación de hielo o hidratos de gas, lo que puede generar corrosión en los equipos y las tuberías, ocasionando problemas de logística en su transporte o durante su producción. El agua presente puede afectar el transporte del gas natural debido a los siguientes factores:

- La presencia de agua disminuye la capacidad calorífica del gas natural.
- El agua en fase líquida presente en una tubería de gas natural puede formar emulsiones resultando una baja eficiencia de flujo en las tuberías.
- El gas natural contiene CO_2 y/o H_2S que son altamente corrosivos con la presencia de agua (Estados Unidos. Guo B. &., 2005).

Uno de los métodos más simple para poder remover el agua es disminuyendo la temperatura del gas a una igual o por debajo del punto de rocío. Otros procesos usan distintos métodos, como el fraccionamiento de líquido o el uso de membranas. Sin embargo, la forma más utilizada para la eliminación de agua que está asociada al gas es la deshidratación, el cual involucra uno o dos procesos: absorción o adsorción.

El proceso de absorción usa etilenglicol (inyección de glicoles) para eliminar el agua u otros sólidos desde la corriente de gas, por otra parte, el proceso de adsorción emplea torres de deshidratación, las cuales contienen desecantes sólidos, donde el vapor de agua presente se adhiere a la superficie de los desecantes, permitiendo así la eliminación de agua. Este proceso es una buena alternativa siempre y cuando se desee remover un contenido mínimo de agua.

La deshidratación por absorción involucra el uso de un desecante líquido para la eliminación de vapor de agua del gas. El líquido seleccionado para la absorción de agua debe de tener las siguientes condiciones:



1. No debe de tener ninguna reacción con los gases hidrocarburos.
2. Tendrá una alta eficiencia de absorción.
3. No debe de ser corrosivo ni tóxico

Los mejores tipos de glicol que pueden cumplir satisfactoriamente con nuestras condiciones anteriores podrían ser el etilenglicol, dietilenglicol y trietilenglicol.

1.4.3 Endulzamiento de gas

La gran mayoría de los gases extraídos de los yacimientos contienen H_2S (ácido sulfhídrico); hidrácido que está clasificado como un gas amargo. Asimismo, los elementos que contienen H_2S y el CO_2 (bióxido de carbono) son comúnmente llamados gases ácidos que forman ácidos o soluciones acidas con presencia de agua.

Dichas soluciones pueden corroer las tuberías y convertirse en el principal problema que afecta la vida útil del sistema de tuberías y ser la principal causa de accidentes, Por lo tanto, en la mayoría de los contratos de venta de gas natural, se estipula su eliminación a través de una cláusula que establece que el gas solo puede contener como máximo 4 ppm de H_2S .

En la figura 9, se muestra el proceso industrial para el endulzamiento del gas, este proceso implica un grado de eliminación de un ácido con respecto a otro, algunos implican eliminar el H_2S y CO_2 , mientras que otros se aplican únicamente para la remoción de H_2S , ya que el CO_2 no es tan peligroso como el H_2S , solo se considera su tratamiento en el caso de las plantas criogénicas, para prevenir la solidificación de este.

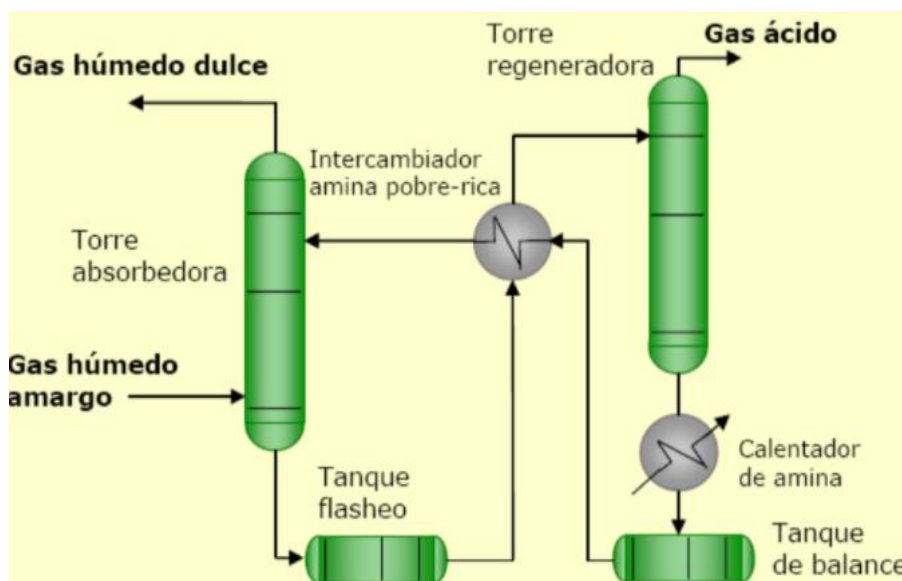


Figura 9. Proceso industrial para el endulzamiento de líquidos (PEMEX, 2009).



1.4.4 Sistema de recolección

El sistema de recolección de flujo consiste en una serie de tuberías y accesorios que sirven para poder transportar los fluidos que son producidos en los yacimientos. La recolección se realiza desde el cabezal de pozo hasta los campos de tratamiento (generalmente, se trata de los separadores aceite-agua-gas). Los sistemas de producción con alta capacidad proporcionan la separación individual y medición (Speight, 2007).

En la figura 10, se expresan todos los elementos que controlan el flujo del hidrocarburo, desde los pozos, hasta su punto principal de almacenamiento o distribución.



Figura 10. Sistema de recolección (Elaboración propia).

En el cabezal de producción siempre se instala un medidor de presión con el objeto de conocer las condiciones de flujo del pozo. Dependiendo de la presión de las corrientes (alta, intermedia y baja presión), se instalan medidores globales. Sobre los colectores de cada corriente se ubica un sistema de deshidratación, o bien, torres de estabilización que operan a presiones controladas, establecidas por las necesidades de transporte hacia las plantas de proceso (Villalobos, 2011).

1.5 Centros procesadores de gas natural en México

El procesamiento de gas natural requiere de un permiso otorgado por la Secretaría de Energía. En la actualidad en México existen 9 centros de procesamiento de gas natural (CPG), mismos que están situados en diferentes zonas del país; siete de ellos en la región sureste, y dos de ellos en la región noreste, en la figura 11, se enlistan los centros de procesamiento que hay en el país.



Figura 11. Centros de procesamiento de gas natural (Elaboración Propia con información de SENER).

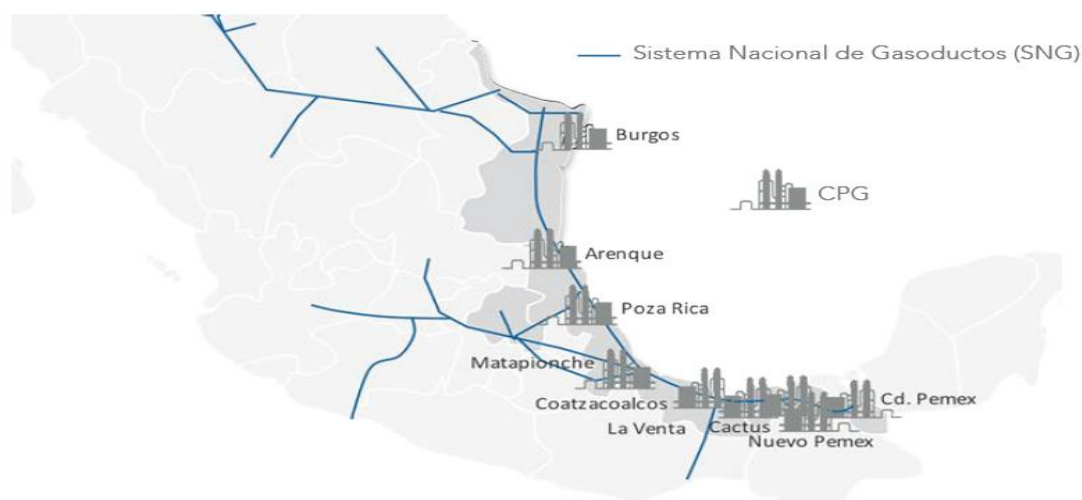


Figura 12. Ubicación de los CPG de PEMEX (CNH, 2018).

Los centros procesadores tienen una capacidad de endulzamiento de gas de 4,523 MMpcd y una capacidad de proceso criogénico de 5,912 MMpcd, en la tabla 3 se enlistan cada uno de los centros procesadores con sus características (Energía S. d., Prontuario estadístico, 2022).

Centro Procesador de gas	Ubicación	Inicio de operaciones	Endulzamiento de gas (MMpcd)	Endulzamiento de líquido (Mbd)	Proceso criogénico	Fraccionamiento de líquidos
Arenque	Cd. Madero Tamaulipas	2003	34	n/a	33	n/a
Burgos	Reynosa, Tamaulipas	2004	n/a	n/a	1200	18
Cactus	Reforma, Chiapas	1974	1,960	48	1275	104



Cd. Pemex	Macuspana, Tabasco	1958	1,290	n/a	915	n/a
CPGP Coatzacoalcos	Coatzacoalcos, Veracruz	1997	n/a	n/a	192	217
La Venta	La Venta, Tabasco	1963	n/a	n/a	182	n/a
Matapionche	Cotaxtla, Veracruz	1981	109	n/a	125	n/a
Nuevo Pemex	Villahermosa, Tabasco	1976	880	96	1500	208
Poza Rica	Poza Rica	1951	230	n/a	490	22
Total			4,523	144	5,912	569

Tabla 3. Centros Procesadores de gas instalados en México (Energía S. d., Prontuario estadístico, 2022).

1.6 Uso del gas natural

El uso de gas natural ha ido al alza, ya que sus beneficios lo colocan en una posición favorable sobre otras energías. Su uso abarca diversos sectores industriales tales como el del papel, cemento, metalurgia, productos químicos, petroquímica, materiales para la construcción, el hogar, transporte, entre otros. Debido a su alta demanda se considera la segunda fuente de energía más importante, en la figura 13 y tabla 4 se muestran los principales usos del gas natural.

Existen diversos beneficios que impulsan a la industria a optar por el uso de gas natural, uno de estos es su bajo impacto ambiental, ya que genera una combustión relativamente limpia. Asimismo, se considera una energía económicamente viable debido a sus abundantes reservas.

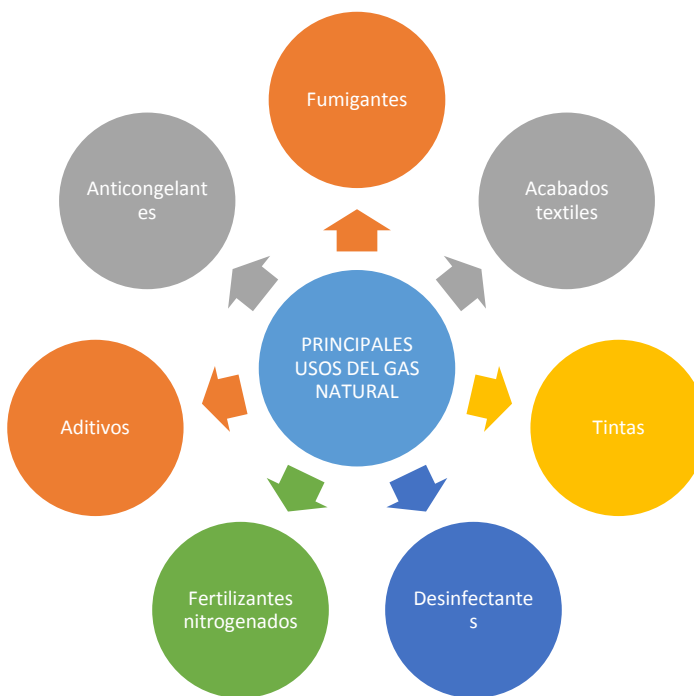


Figura 13. Principales usos del gas natural.



Finalmente, la eficiencia energética demostrada al ser aplicado en diversas industrias, lo ha convertido en un hidrocarburo bastante competitivo.

Sector	Combustible que puede sustituir	Aplicación/Proceso
Industria	<ul style="list-style-type: none"> • Carbón • Gas L.P. • Querosina • Leña • Combustoleo 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Industria petroquímica ✓ Generación de vapor ✓ Fundición de metales ✓ Hornos de fusión ✓ Industria de cemento ✓ Industria vidriera ✓ Industria de alimentos ✓ Tratamientos térmicos ✓ Cogeneración ✓ Cámaras de combustión ✓ Sistema de calefacción ✓ Cocción de cerámica
Generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Carbón • Querosina • Diésel 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Turbocompresores ✓ Cogeneración eléctrica ✓ Centrales termoeléctricas ✓ Turbogeneradores
Residencial	<ul style="list-style-type: none"> • Gas L.P. • Querosina • Leña 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cocina ✓ Aire Acondicionado ✓ Calefacción ✓ Servicio de agua caliente
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Gasolina • Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Autobuses/vagonetas ✓ Taxis ✓ Uber
Comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Carbón • Gas L.P. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Operación de refrigeradores ✓ Servicio de agua caliente ✓ Calefacción central ✓ Cocción y preparación de alimentos ✓ Aire acondicionado

Tabla 4. Principales usos del gas natural.

1.7 Demanda nacional de gas natural por sector

En México, el gas natural es el combustible fósil más demandado por el sector industrial. Entre los años 2005 y los primeros meses del 2021 el consumo creció 62.4%, desplazando el



consumo de otros combustibles, como el gas LP o el carbón. El comportamiento del mercado del gas natural en México dependerá de los siguientes factores:

- ❖ Demanda nacional
- ❖ Demanda por sector
- ❖ Reservas
- ❖ Producción
- ❖ Comercio exterior
- ❖ Precio
- ❖ Infraestructura

El mercado del gas natural se ha fortalecido, incluso en momentos donde la actividad económica nacional no ha sido favorable en su desarrollo. En los últimos 10 años, la demanda nacional de gas natural ha incrementado un 34.3%, ya que las nuevas tecnologías de generación eléctrica, como las plantas de ciclo combinado, han generado la creciente demanda de este combustible, ya que este tipo de tecnología resulta mucho más eficiente y sustentable en comparación a las plantas eléctricas que usan otro tipo de combustible fósil. Por ejemplo, los grandes beneficios de utilizar gas natural en la generación de electricidad son, en primer lugar, que el gas permite menos emisiones de CO₂, y, en segundo lugar, su elevado rendimiento de energía.



Figura 14. Sectores de demanda de gas natural.

Los sectores que se mencionan en la figura 14, han incrementado su demanda gradualmente, sin embargo, pese al incremento en la oferta de gas natural se observa que presentó una disminución significativa en los consumos derivado de la suspensión y/o restricción de producción de diversos sectores a causa del vórtice polar que afectó el sur de los Estados Unidos y el Norte de México, ocasionando una reducción en las importaciones de gas natural como se muestra en la figura 15.

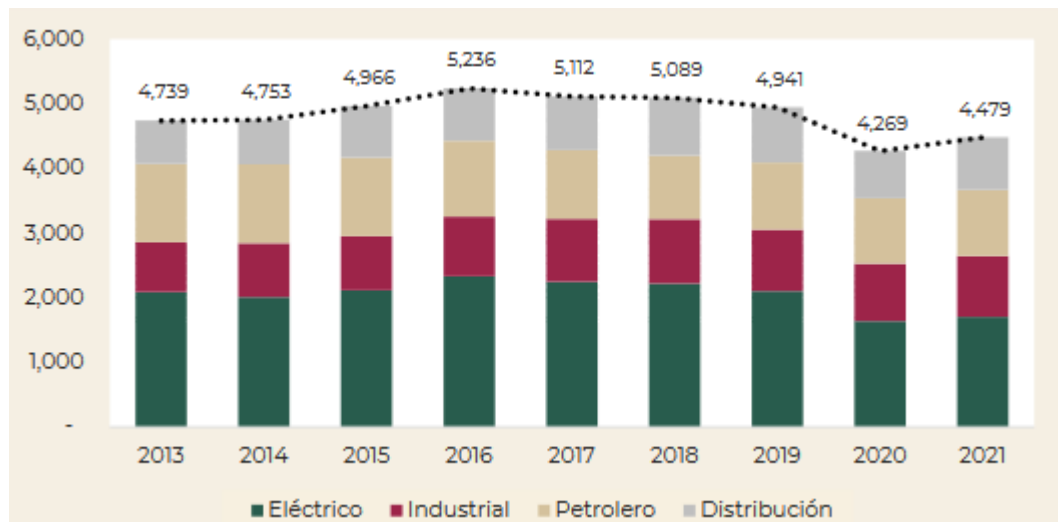


Figura 15. Consumo de gas natural por sector de 2013-2021 (MMpcd) (Energía S. d., Plan quinquenal de expansión de SISTRANGAS 2020-2024, 2022).

1.7.1 Sector Eléctrico

El sector eléctrico es el principal consumidor de gas natural en México; en el año 2021 se consumió un promedio de 5 mil 350 MMpcd de gas natural para generar electricidad en centrales de ciclo combinado, principalmente. Este consumo, que equivale a dos terceras partes (64.7%) de la demanda nacional, es 165.7% mayor al registrado en 2005 (2 mil 14MMpcd).

México se encuentra entre los primeros diez países con la mayor generación de electricidad a partir de gas natural. Dentro del sector eléctrico se cuentan con tres sistemas diferentes para emplear gas natural:

- ❖ Las centrales de ciclo combinado (CCGT), que combinan una turbina de gas y una turbina de vapor con un rendimiento global de un 57%;
- ❖ Las centrales térmicas convencionales que generan electricidad mediante un sistema caldera-turbina de vapor con un rendimiento global de 33%;
- ❖ Y las centrales de cogeneración termoeléctrica para obtener calor y electricidad.

En el caso de México, predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 83 centrales eléctricas en todo el territorio nacional, en la tabla 5 se muestran algunas de las centrales de ciclo combinado en México y sus características.



Nombre	Ubicación	Capacidad	Operación
Baja California III	Ensenada, Baja California	300 MW	Febrero de 2017
Topolobampo II	Los Mochis, Sinaloa	911 MW	Octubre de 2019
Topolobampo III	Ahome, Sinaloa	799 MW	En Construcción
La Laguna II	Gómez Palacio, Durango	538 MW	Marzo de 2005
Escobedo	El Carmen, Nuevo León	857 MW	Enero de 2019
Dulces Nombres	Pesquería, Nuevo León	1,062 MW	Marzo de 2002
El Carmen	El Carmen, Nuevo León	870 MW	Septiembre de 2019
Dulces Nombres II	Pesquería, Nuevo León	303 MW	Octubre de 2016
Altamira V	Altamira, Tamaulipas	1, 121 MW	Octubre de 2006
Altamira III y IV	Altamira, Tamaulipas	1, 077 MW	Diciembre de 2003
Tamazunchale	Tamazunchale, San Luis Potosí	1,187 MW	Junio de 2007

Tabla 5. Centrales de ciclo combinado en México y sus características (Iberdrola México, s.f).



Figura 16. Mapa de centrales de ciclo combinado en México (Iberdrola México, s.f).

1.7.2 Sector Autotransporte

En México, el uso del gas natural se ha concentrado en la producción de electricidad, y en menor proporción en procesos industriales y comerciales; dejando un gran déficit para su uso como combustible de automotores.

Sin embargo, en el mundo ya circulan más de un millón de vehículos impulsados con gas natural, que producen hasta un 50% menos de emisiones de CO₂ y un 80% menos de óxidos de nitrógeno, en comparación con los vehículos operados con gasolina.

Por lo que el consumo de gas natural en el sector transporte fue de 5 MMpcd en los primeros nueve meses de 2021: 0.1% del consumo total. En el caso del sector servicios, aunque este consumo fue mayor, no representó más del 1% de la demanda nacional 0.5%. (Díaz & Ocampo, 2022)

1.7.3 Sector Industrial

Dentro del sector industrial, el gas natural puede reemplazar a cualquier otro tipo de combustible, ya que es ideal para diversos procesos. Su uso en la industria puede variar desde la elaboración de alimentos, hasta la fabricación de vidrio, debido a que las propiedades físico-químicas del gas natural han hecho posible su implementación en quemadores que permiten una llama que brinda luminosidad, y la radiación necesaria para conseguir una óptima transmisión de la energía calorífica en la masa de cristal. Por su parte, en la generación de acero puede ser utilizado como reductor siderúrgico en lugar de la utilización del coque. Asimismo, es utilizado en la industria petroquímica para la producción de amoníaco y para procesos de la industria química.

El sector industrial no petrolero tuvo una demanda del 11.5% (953 MMpcd) en 2021. Esta proporción es 6.9 puntos porcentuales menor a la registrada en 2005, cuando la demanda de



este insumo por parte de la industria para su uso como combustible o materia prima representó el 18.4% de su consumo total (Díaz & Ocampo, 2022).

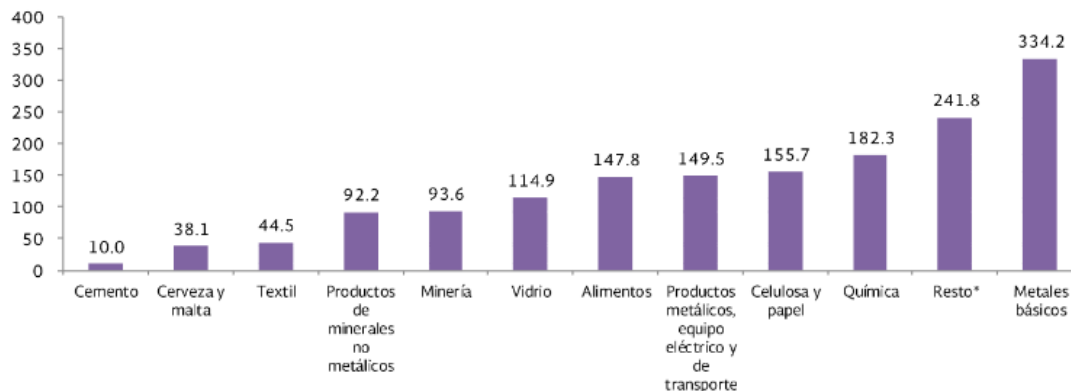


Figura 17. Consumo nacional de gas natural del sector industrial (MMpcd) (Alexandri et.al., 2018).

1.7.4 Sector petrolero

Este sector es el segundo más consumidor de gas natural ya que el uso del gas natural en el sector petrolero está enfocado a las actividades de exploración, producción y transformación industrial.

En 2005 representó el 39.9% del consumo nacional, mientras que en los primeros nueve meses de 2021 fue del 22.2%. La disminución en la demanda de gas natural está asociada al acelerado crecimiento del consumo de otros sectores como el eléctrico, sino a la caída en la demanda del sector, que pasó de 2 mil 30 MMpcd a 1 mil MMpcd (Díaz & Ocampo, 2022).

1.7.5 Sector residencial y de servicios

En el transcurso de los años, se ha hecho de fácil acceso e indispensable el uso del gas natural en el sector residencial, gracias a la existencia de infraestructura a través de zonas geográficas amplias. Es utilizado no solo para cocinar, lavar y secar, además es útil para obtener agua caliente, calefacción y climatización en verano.

En 2018 el gas natural fue el principal combustible utilizado por el 7.3% de las viviendas del país para cocinar o calentar alimentos. Este porcentaje contrasta con el del gas licuado de petróleo GLP con el 80.0% y la leña o carbón con el 11.3%. (Díaz & Ocampo, 2022).

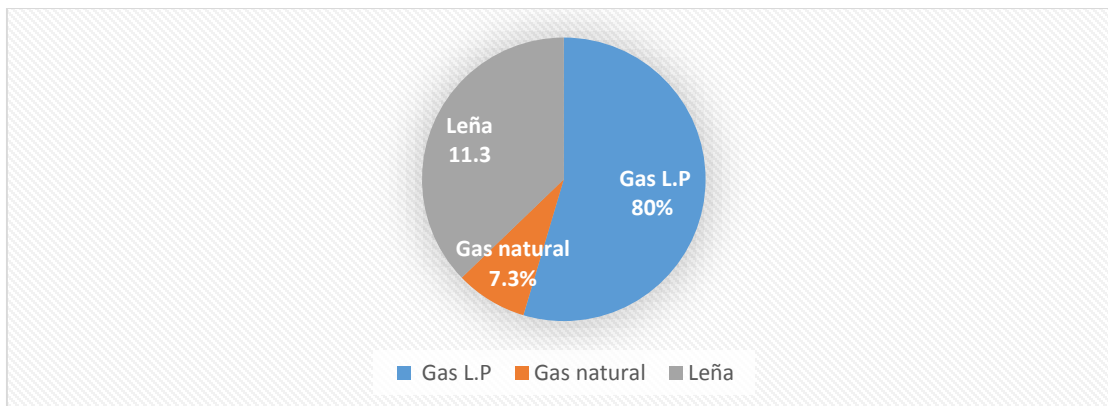


Figura 18. Demanda nacional de combustibles del sector residencial. (Díaz & Ocampo, 2022).

La demanda del gas natural entre 2005 y 2021, creció el 62.4% al pasar de un promedio de 5 mil 89 millones de pies cúbicos diarios MMpcd a 8 mil 265 MMpcd, como se muestra en la figura 19 (Díaz & Ocampo, 2022).

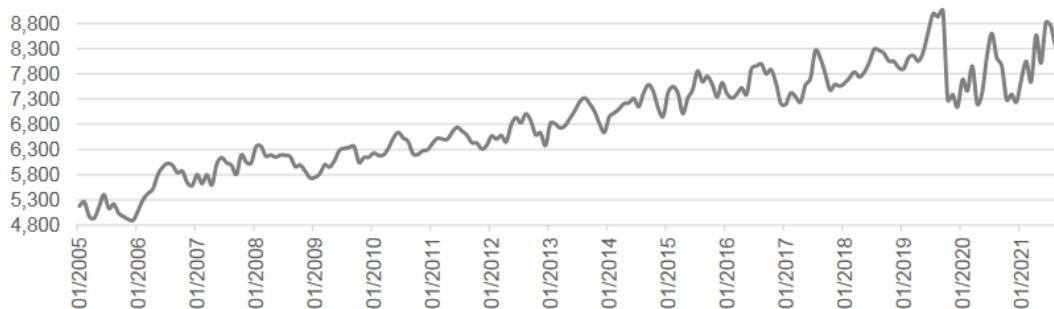


Figura 19. Demanda nacional de gas natural 2005-2021(MMpcd) (Díaz & Ocampo, 2022).

Nota: Estas fluctuaciones de demanda de gas natural son variaciones que se dan en todos los años debido a factores económicos en el país.

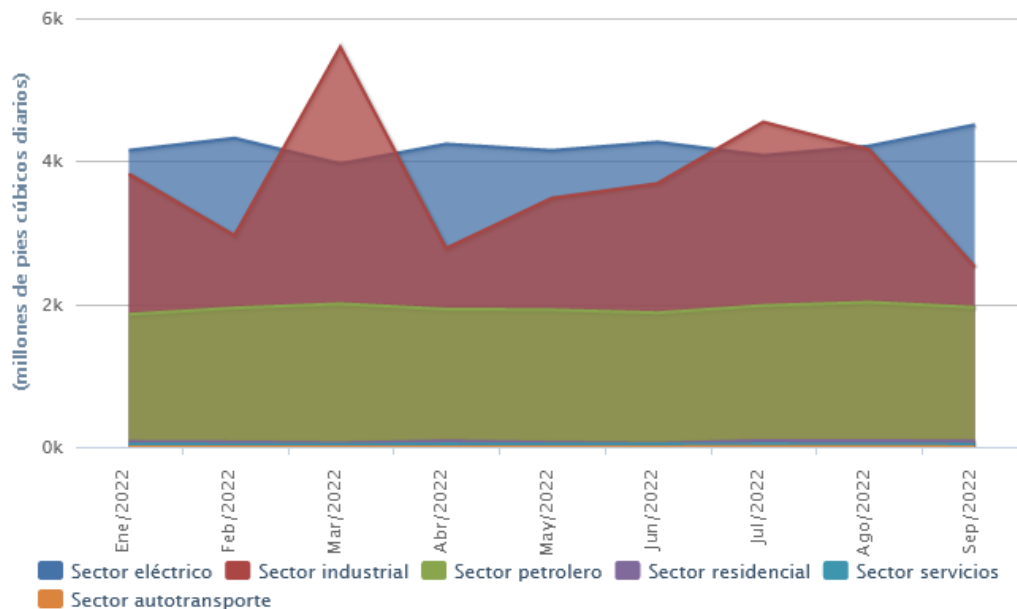


Figura 20. Demanda mensual del gas natural por sectores (enero a septiembre de 2022) (MMpcd). (Energía S. d., Sistema de Información Energetica, 2022).

1.8 Demanda mundial

El consumo mundial de gas va en crecimiento ya que de 2021 se repunto un 4.8%, la región que contribuyó en mayor medida con dicho crecimiento fue Asia, mientras que para Estados Unidos que es el mayor consumidor de gas en el mundo, el consumo se mantuvo estable.

Para la Unión Europea el consumo se reactivó un 4% especialmente en Italia, Esta tendencia favorable se observó también en los principales países asiáticos como China con un 12.5 %, impulsada por la industria y el sector residencial, Corea del Sur 8.7 % y Taiwán 8.3 %, mientras que el consumo de gas tuvo un mayor descenso en Japón -4.4 % debido sobre todo a una demanda inferior del sector eléctrico menor consumo eléctrico y cambio a la energía nuclear y renovable. (Enerdata, 2022).

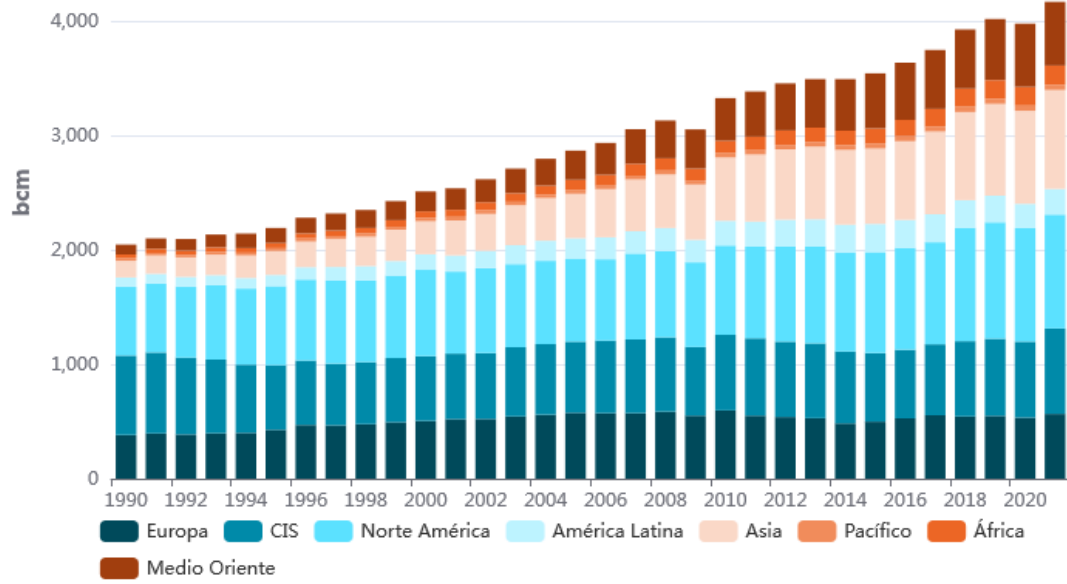


Figura 21. Demanda Mundial de Gas Natural en 1990-2020 (Enerdata, 2022).

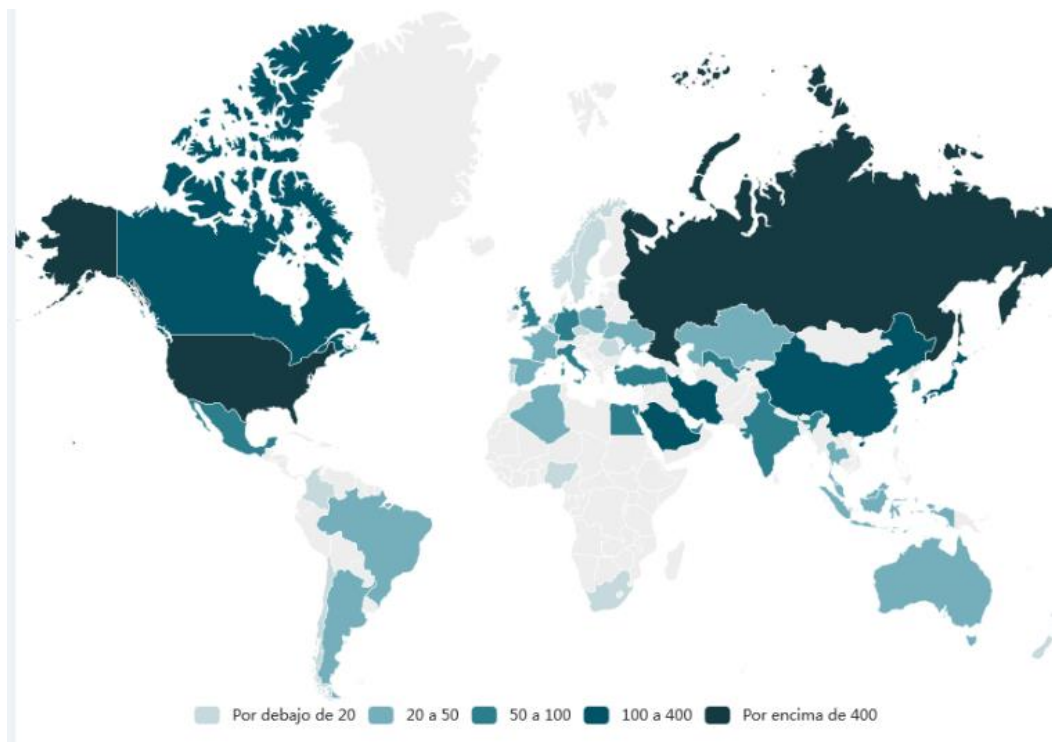


Figura 22. Consumo mundial del gas natural 2021 (BCM) (Enerdata, 2022).

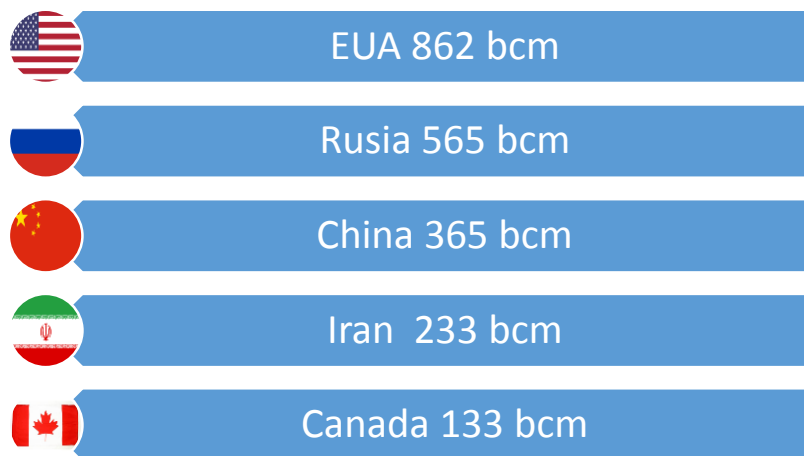


Figura 23. Países con mayor consumo de gas natural información de (Enerdata, 2022).

1.9 Reservas de Gas Natural en México

Las reservas están definidas como el cálculo de volumen de hidrocarburos que se prevé será recuperado comercialmente por métodos de ingeniería. Con esto, se estima que será producido técnica y económicamente viable, con cualquiera de los métodos y sistemas de extracción aplicables a la fecha de evaluación.

Las reservas de México han disminuido de manera significativa ya que las probadas, probables y posibles decrecieron un -35.9%, -48.4% y -59.7% respectivamente; en la figura 24 se muestra las reservas publicadas anualmente por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

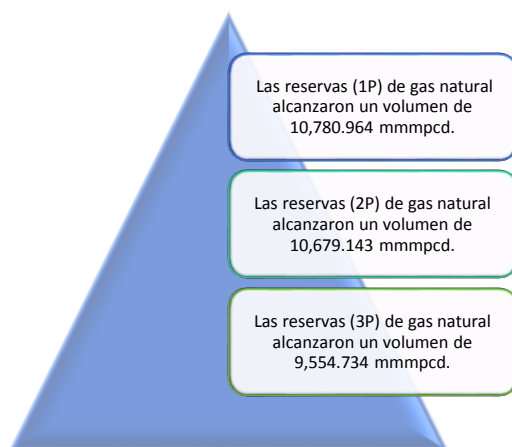


Figura 24. Reservas de gas natural en el 2022 (Información de CNH).



Año	1P	2P	3P
2014	16548.50	16715.54	26400.69
2015	15290.49	15316.06	24283.04
2016	12651.44	9374.85	10541.60
2017	10402.03	8898.83	9649.46
2018	10022.42	9355.45	10642.47
2019	9654.35	11169.99	11543.23
2020	9285.56	11654.27	8763.14
2021	9980.95	10410.89	10372.60
2022	10780.96	10679.14	9554.73

Tabla 6. Reservas de gas natural de los años 2014 a 2022 en MMMpc (Información de CNH).

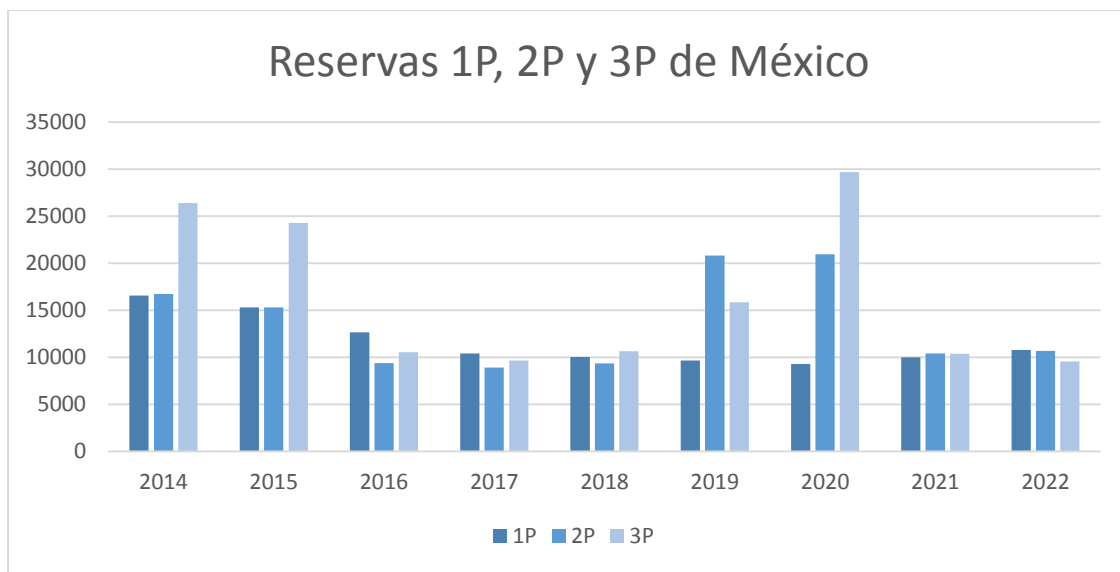


Figura 25. Reservas 1P, 2P y 3P en México en diferentes años (Información de CNH).

El total de los recursos se divide en: recursos de yacimientos convencionales y no convencionales. Los yacimientos convencionales se componen de un 71% aceite y 29% gas natural, que a su vez se conforma de un 16% de gas húmedo y el 13% de gas seco. Por otro lado, los yacimientos no convencionales se conforman de un 53% aceite y el restante 47% a gas natural.



1.10 Producción de gas natural en México

A partir del año 2015, la Comisión Nacional de Hidrocarburos es la encargada de proporcionar los datos de producción, tanto de los Asignatarios como los Contratistas, que incluye recursos Prospectivos y Contingentes.

La producción nacional de gas natural se ha reducido de forma continua desde 2010, para el año 2021 la producción de gas natural se redujo -54.1% al pasar de 5 mil 5 MMpcd a 2 mil 297 MMpcd. Esto significa que decreció a una tasa promedio anual de -6.8% durante este periodo.

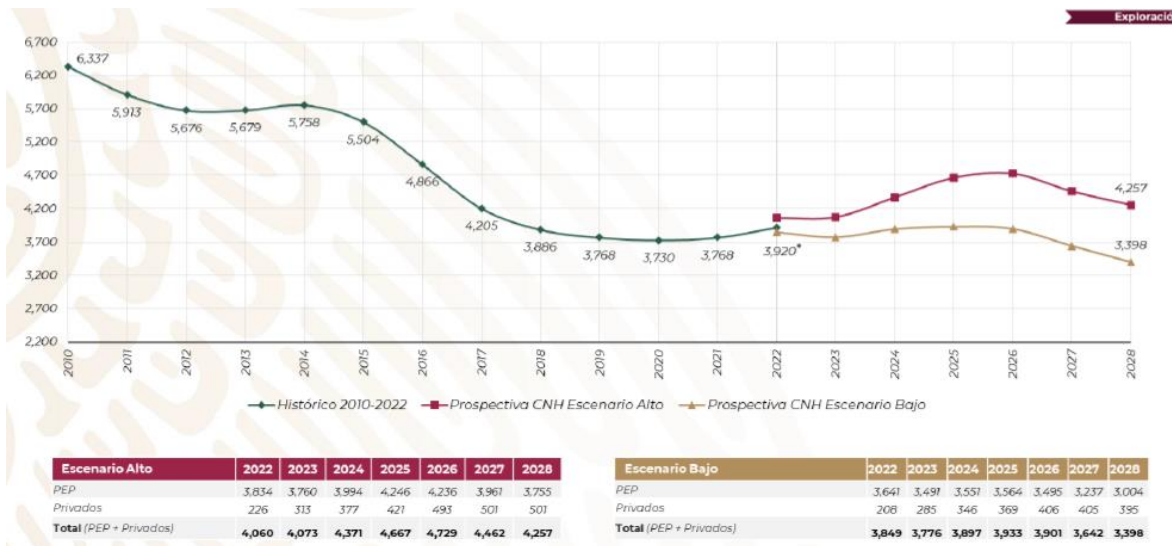


Figura 26. Producción histórica y prospectiva del gas natural (MMpcd) (Energía S. d., Prontuario estadístico diciembre 2022, 2022).

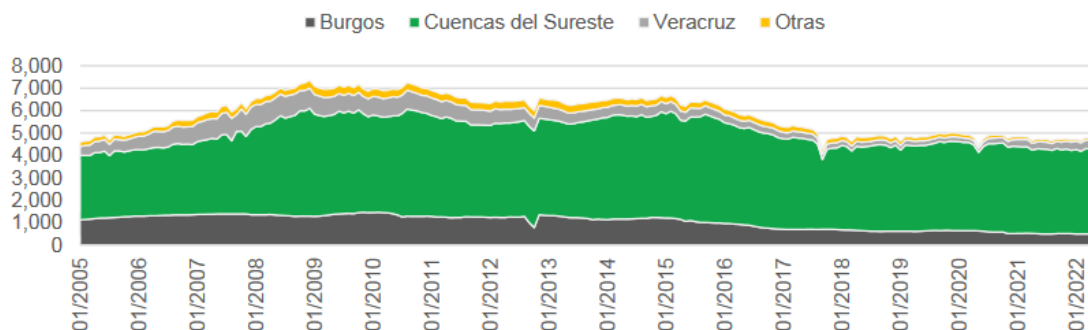


Figura 27. Producción total mensual de gas natural por provincia petrolera (MMpcd) (Díaz & Ocampo, 2022).

1.11 Importaciones del gas natural

Uno de los factores que provocan la importación de gas natural en México, es que la producción se encuentra por debajo de lo que consume.



Datos señalan que dicha actividad ha ido creciendo, pues en los últimos 12 años se ha triplicado el consumo del gas natural, destacando un crecimiento de aproximadamente el 72%. Dicha actividad es realizada por Pemex Logística, el sector eléctrico y empresas privadas.

Entre 2000 y 2021 las importaciones en México pasaron de 105 mil 520 MMpc en 2000 a 2.17 MMMMpc en 2021. De estos 2.17 MMMMpc, que representaron una tercera parte 32.6% de las exportaciones de ese país, prácticamente la totalidad 99.2% se envió a México a través de gasoductos. El 0.8% restante fue GNL que ingresó al país vía buques y autotanques (Díaz & Ocampo, 2022).

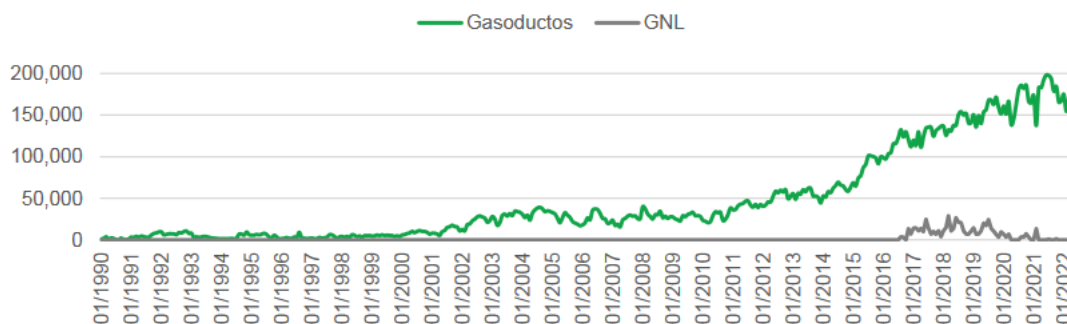


Figura 28. Importaciones mensuales de gas natural provenientes de EUA de 2019-2022 (MMpcd) (Díaz & Ocampo, 2022).

México importa el 90% (Nava, 2019) del gas utilizado en el país; el cual proviene de Estados Unidos a través de pocos puntos de internación (70% a través de Tamaulipas y 60% a través de otros 2 puntos). Quedando en una gran desventaja, como otros países importadores, debido a la dependencia de este recurso de un solo proveedor.

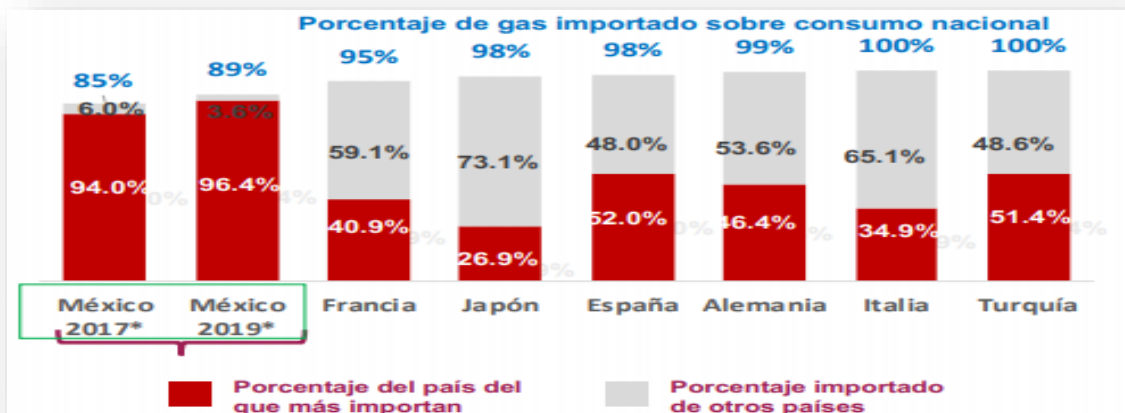


Figura 29. Situación de las importaciones de gas natural en países importadores (CNH, sf).



Nota: México tienen una gran desventaja, pues como se muestra en la Figura 29, su dependencia hacia un solo país debido al gas natural importado es superior al 94%, en comparación con otros países que no superan el 52%. Sin embargo, a diferencia de otras naciones, México es el único que cuenta con reservas de gas natural.

País	Importación de un solo país (%)
México	94
España	52
Turquía	51
Alemania	46
Francia	41
Italia	35
Japón	27

Tabla 7. Países que exportan de un solo país (CNH, sf).

1.12 Puntos de Internación México - Estados Unidos

Se les nombra puntos de interconexión a los lugares de transferencia de la custodia del producto en la línea fronteriza. En cuyo caso, los Estados Unidos fungen como el sujeto exportador, por su excedente, y México como deficitario de la zona. Este medio de transporte es atractivo debido a su bajo costo y eficiencia de transporte.

Las conexiones con los Estados Unidos se elevaron a 24 con una capacidad total de internación de 9.000 MMpcd.

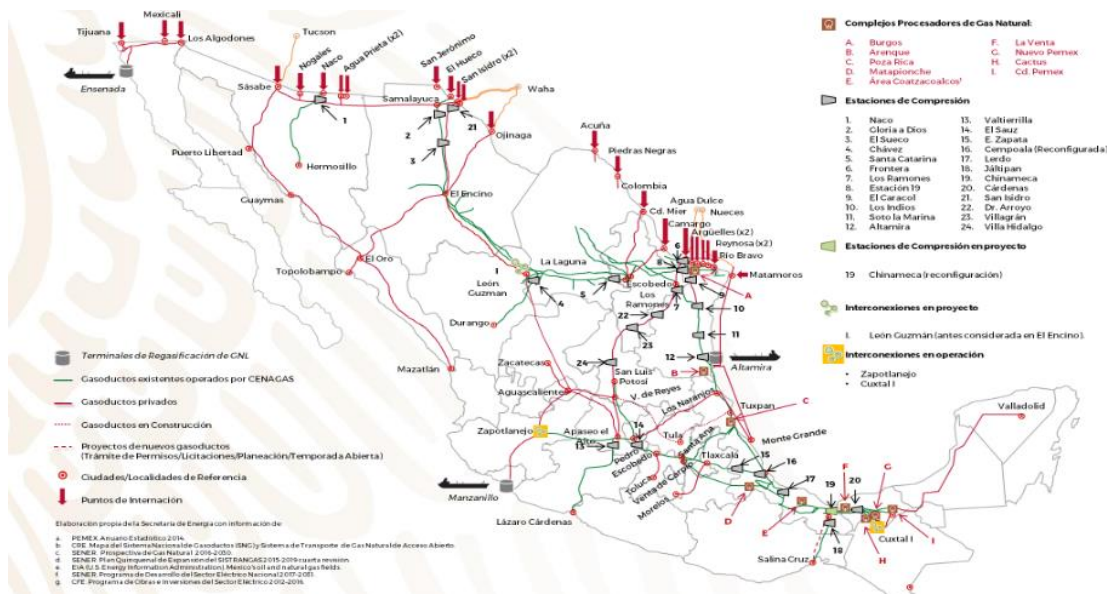


Figura 30. Puntos de Interconexiones en la Frontera México – Estados Unidos (Energía S. d., Prontuario estadístico diciembre 2022, 2022)

1.13 Precios de gas natural

Los precios del gas natural los establece la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual, determinó que se generaría un índice de referencia de precios. El 15 de junio de 2017, la CRE aprobó el acuerdo A/026/2017, mediante el cual se elimina el precio máximo de gas natural



objeto de VPM¹. Esta medida surge a raíz de dos factores: la caída en la producción nacional de gas natural y el incremento del consumo interno. Con esta medida se busca incentivar la recuperación y producción nacional de gas natural.

Asimismo, a partir del 20 de marzo de 2018, la CRE ha publicado mensualmente los índices de referencia de precios de Gas Natural (IPGR) para las seis regiones definidas por la comisión y que se pueden ver en la tabla 9. Mismos que se realizan de conformidad con las metodologías emitida por la organización con base en la información disponible que arroje el mercado.

Región	Estados
Región I	Baja California, Sinaloa y Sonora
Región II	Coahuila, Chihuahua y Durango
Región III	Nuevo León y Tamaulipas
Región IV	Aguascalientes, Colima, Jalisco y Zacatecas
Región V	Ciudad de México, Estado de México, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí y Tlaxcala
Región VI	Campeche, Chiapas, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán

Tabla 8. Regiones establecidas por la CRE.

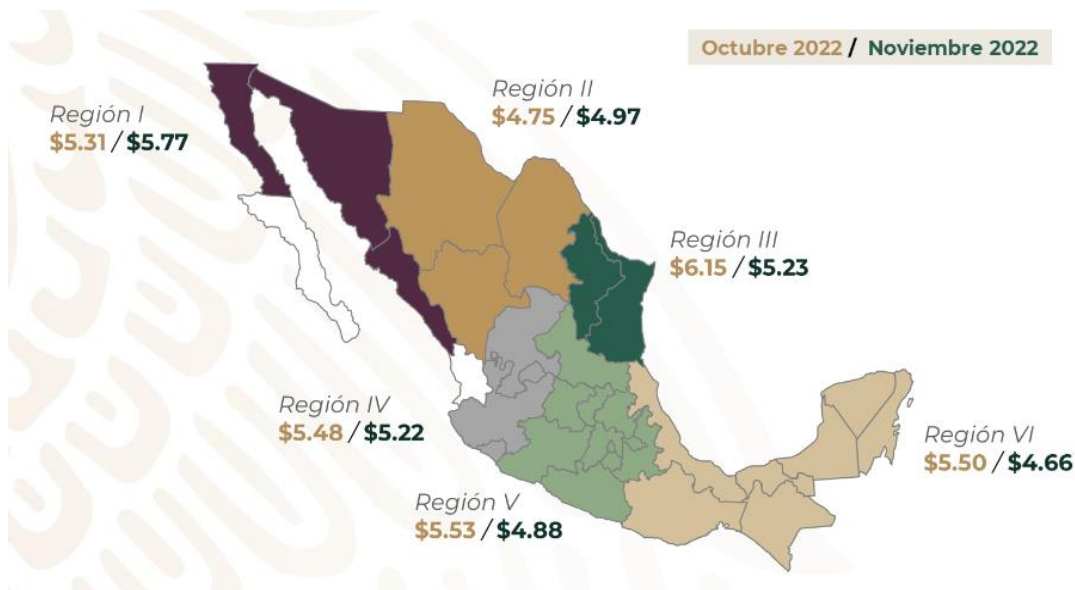


Figura 31. Regiones y sus índices de referencia de los precios del gas natural (SENER, 2022).

¹ Acuerdo A/026/2017 de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios de gas natural objeto de VPM para que se determine bajo condiciones de libre mercado.



Además de lo que se expuso con anterioridad, es necesario mencionar los otros factores que determinan el precio del gas natural:

- ❖ Lo que se determine dentro de los países productores;
- ❖ Nuevas tecnologías;
- ❖ Reservas;
- ❖ Especulaciones financieras;
- ❖ Oferta y la demanda de gas natural;
- ❖ Conflictos bélicos.



Figura 32. Precios del gas natural en el mundo (USD/MMBTU) (SENER, 2022).



CAPÍTULO 2



2.1 Normatividad actual en México

En este capítulo revisaremos la normatividad respecto al tema a desarrollar, que actualmente se encuentra vigente en México, la cual fue propuesta a partir de la Reforma Energética en diciembre de 2013 por el Congreso de la Unión. A partir de esta nueva reforma energética se han vistos varios cambios legales, institucionales y de mercado que hacen ver al país como una gran oportunidad de inversión en el sector de los hidrocarburos.

2.2 Reforma Energética

A partir de la Reforma Energética se logran una serie de modificaciones a la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos particularmente a los artículos 25, 27 y 28, que le dan un nuevo giro al sector energético del país, pretendiendo reforzar, establecer y consolidar que los hidrocarburos seguirán siendo propiedad de la Nación, y las actividades del sector energético como exploración y extracción las podrá llevar PEMEX, así como empresas de inversión extranjera que permitan el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías en campos mexicanos.

Las características de las Asignaciones y Contratos se detallan a continuación:

- Asignaciones, las otorga el Estado a las empresas productivas del Estado (PEMEX), para realizar actividades de exploración y/o extracción por una duración específica.
- Contratos, por medio de una serie de licitaciones el Estado otorga la concesión de realizar actividades de exploración y extracción al sector privado, estos Contratos se pueden catalogar en 3 tipos, los Contratos de Licencia, los Contratos de Servicios, los Contratos de Producción Compartida, los Contratos de Utilidad compartida o una combinación de estos.

A partir de esta regulación se pretende que la nación pueda aprovechar de mejor manera los recursos energéticos existentes, esto mediante una mayor inversión por parte de los interesados en desarrollar estas actividades, que conlleven a un abasto de energía en cantidades suficientes y un mercado competitivo.

Con estos nuevos cambios se establece el fortalecimiento de los órganos reguladores coordinados en la materia:

- ✓ La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)
- ✓ La Comisión Reguladora de Energía (CRE).

La Reforma Energética los define como:

- Órganos administrativos desconcentrados de la SENER;
- Dependencias de la Administración Pública Federal con Autonomía Técnica, Operativa y de Gestión;
- Con Personalidad Jurídica;

Las funciones de los órganos reguladores son:

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), regular de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de los hidrocarburos en México para proporcionar la inversión y el crecimiento económico, por medio de actividades como:



- Aprovechamiento del gas natural asociado;
- Perforación de pozos;
- Reconocimiento y exploración superficial, incluyendo los criterios de confidencialidad y el derecho al aprovechamiento comercial de la información que se obtenga derivado de las mismas;
- Exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo la elaboración de los respectivos planes.

Comisión Reguladora de Energía (CRE), encargada de supervisar, regular, modificar, revocar y otorgar permisos para las siguientes actividades:

- Transporte y almacenamiento de hidrocarburos y petrolíferos;
- Distribución del gas natural y petrolíferos;
- Gestión de los sistemas integrados, incluyendo el sistema de transporte de almacenamiento nacional integrado de gas natural (SISTRANGAS);
- Regasificación, licuefacción, compresión y descompresión de gas natural.

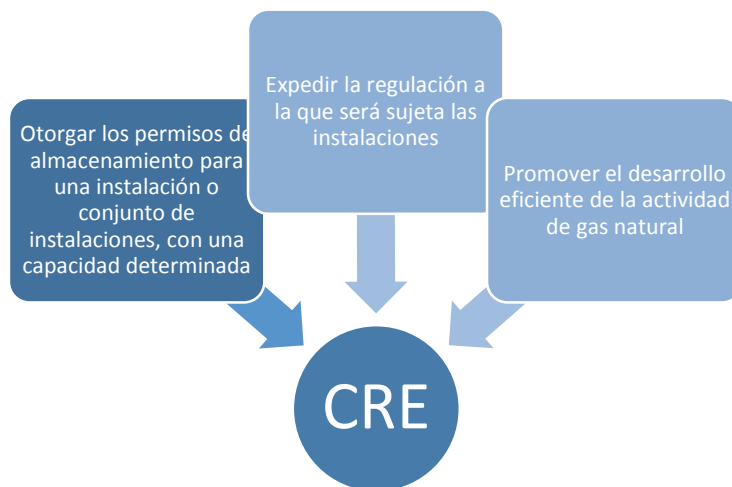


Figura 33. Atribuciones de la CRE.

Secretaría de Energía (SENER), encargada de supervisar y regular, así como otorgar, modificar y revocar los permisos para las siguientes actividades:

- El tratamiento y refinación de petróleo;
- El procesamiento del gas natural y
- La exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos en términos de la ley de comercio exterior, con el apoyo de la Secretaría de Economía.

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMP), la conformación de este organismo consiste en reforzar el papel del sector energético como articuladores del crecimiento económico nacional para transitar hacia la creación de mercados competitivos



con participación de particulares en todos los puntos de la cadena de valor y libertad de precios.

Uno de los campos más importantes en esta industria es la seguridad y por esto se establece como organismo a:

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), como autoridad encargada de la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburo a través de la regulación y supervisión de la seguridad industrial y operativa.

Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), se creó en el mes de agosto del año 2014 como organismo descentralizado de la Administración Pública Federal sectorizado a la SENER, el cual actúa como gestor técnico en materia de gas natural y opera con dos roles, el primero actuando como gestor del SISTRANGAS y el segundo como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

Además, para el cumplimiento de su objeto, el centro tendrá las facultades siguientes:

- Operar y mantener, directamente o a través de las divisiones que constituya para dichos efectos, la infraestructura de transporte y almacenamiento de la que sea titular, de conformidad con el o los permisos que en su caso expida la Comisión.
- Licitación de los proyectos estratégicos de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural en los términos establecidos por la Ley, para lo cual llevara a cabo las gestiones que sean necesarias a efecto de reservar la capacidad requerida por el sistema, de conformidad con los términos establecidos por la Comisión.
- Gestionar y administrar los ductos y plantas de almacenamiento vinculadas a ductos de internación de gas natural.
- Administrar el balance diario del sistema de gas.

2.3 La reforma energética en la cadena de valor de gas natural

En el año 2013 se desarrolló una estrategia integral para resolver el constante problema por déficit de gas natural. A partir de esta se han desarrollado planes y políticas públicas que impulsan a la modernización de la industria del gas natural en el país y que contribuyen a la garantía del continuo suministro a todos los sectores requeridos con el propósito de dejar de importar gas natural.

La agenda incluye la participación y colaboración de distintos actores vinculados al sector energético como la CNH, la CRE, el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) y Petroleros Mexicanos (PEMEX).

Como parte de la administración del sector, se describen a continuación acciones de los distintos organismos, como parte del plan de acción del Estado.



<p>Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En 2015 se publicó la primera versión del plan quinquenal a partir de la propuesta de la CNH con el objeto de sentar las bases de las licitaciones a realizarse durante el quinquenal.
<p>Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Este documento lo emitió la SENER en 2016 con el objeto de sentar las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de los nuevos participantes, promoviendo el acceso a la información sobre las transacciones diarias de gas natural que realicen los comercializadores.
<p>Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural 2015-2019.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El objeto de este plan es la ampliación de la cobertura de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural, asimismo mejorar las condiciones de seguridad, continuidad y eficiencia.
<p>Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La implementación de esta política se llevó a cabo en marzo de 2018 y establece las bases para fomentar el desarrollo de un mercado competitivo, así como fortalecer la seguridad energética y continuidad del suministro de dicho hidrocarburo.

2.4 La Política Pública en Materia de Almacenamiento

La política pública en materia de almacenamiento tiene como fundamento legal considerar a los yacimientos de hidrocarburos económicamente inviables como bienes de la nación, que se señala en el párrafo cuarto del “**Artículo 27**” constitucional el cual dice a la letra:

“La nación tiene dominio directo de todos los minerales que constituyan depósitos “cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos”, así como del petróleo y todos los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos y gaseosos.”

Por tanto, el tipo de yacimiento de hidrocarburos agotado es propiedad de la Nación y es factible establecer una política para su uso y aprovechamiento, como el almacenamiento de hidrocarburos (gas natural). La Secretaría de Energía, publicó la Política Pública en materia de almacenamiento de gas natural, el día 26 de marzo de 2018, como parte de la implementación de la Reforma Energética en materia de gas natural, como se describe a continuación:

Artículo 80.-Corresponde a la Secretaría de Energía:

Fracción II. Determinar la política pública en materia energética aplicable a los niveles de almacenamiento y a la garantía de suministro de hidrocarburos y petrolíferos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.



Con base en lo anterior, la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía establecerán mediante disposiciones de carácter general, los permisos correspondientes, así como las medidas que deberán cumplir los permisionarios respecto de dicha política pública.

La gestión de los niveles mínimos de almacenamiento podrá ser llevada a cabo por la Secretaría de Energía o por la instancia que esta designe. Esto es con el objetivo de que la Nación cuente con reservas estratégicas de gas natural para suministro en caso de emergencias y con ello fomentar el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de gas natural.

La política pública establece tres obligaciones específicas:

- Informar, se deberá de reportar información de manera semanal, los volúmenes producidos, transportados por medio de ductos y los niveles de inventarios de gas natural.
- Construir inventarios estratégicos de 45 BCF equivalente a aproximadamente 5 días de demanda.
- Contar con inventarios operativos.

A continuación, se muestra el proceso que se deberá de seguir con la implementación de la política pública en materia de almacenamiento de gas:

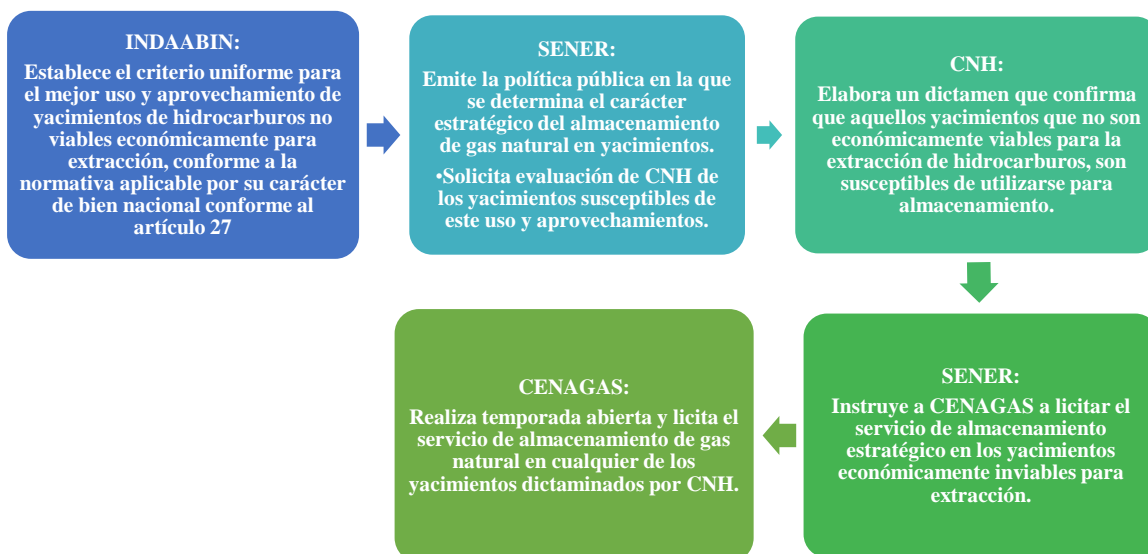


Figura 34. Proceso de política pública

2.5 Seguridad energética

Este tema es de especial cuidado y de vital importancia, ya que consiste en garantizar la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio accesible (Energy International Agency, 2017). Esta se define como la forma de proporcionar de manera equitativa servicios de energía disponibles, accesibles, confiables, eficientes, buenos para el



medio ambiente, gobernados proactivamente y socialmente aceptables, a los usuarios finales (Sovacool, 2011).

La preocupación habita en las inversiones suficientes y pertinentes que se requieren para suministrar energía de acuerdo con la evolución de la demanda. A corto plazo la preocupación se centra en la capacidad del sistema energético para responder a inestabilidades entre la oferta y la demanda que causan daños económicos y sociales, ya sea por poca disponibilidad física o precios excesivos o volátiles. En el mercado petrolero internacional la preocupación está en el precio, porque la escases física casi nunca ocurre. Por el contrario, en los sistemas eléctricos y de gas natural lo que preocupa es la no disponibilidad por ausencia de oferta o falla en el transporte.

Implementando una iniciativa de seguridad energética ayudara a evitar los impactos desfavorables por cortes en el suministro de energía causados por eventos naturales, accidentales o intencionales que afecten los sistemas de suministro y distribución de energía o servicios públicos (Departamento de Defensa de los Estados Unidos, citado por Kleber, 2009).

El concepto de seguridad energética se sintetiza en cuatro palabras: *availability*, *accessibility*, *affordability* y *acceptability*. Son las 4 “a’s” de la seguridad energética, que significan disponibilidad y acceso a fuentes de energía, dicho en otras palabras, que el recurso exista, que esté disponible en el mercado, que sea económico, que no contamine excesivamente y que su aprovechamiento sea compatible con las aspiraciones de desarrollo sostenible (APEREC, 2007).

En el caso particular de México, ha ido en ascenso considerable las importaciones de gas natural, ya que hay un déficit de producción y una mayor demanda en el país. Sin embargo, el país cuenta con la existencia de reservas y recursos prospectivos convencionales y no convencionales de gas que permite fortalecer la seguridad energética.

La Secretaría de Energía visualiza la seguridad energética como uno de los tres elementos necesarios para alcanzar un sistema energético integral y con la capacidad de mantener un superávit energético que brinde certidumbre para continuar con el desarrollo de actividades productivas, además debe de incrementar la accesibilidad a los mercados, internación de los productos importados y almacenamiento preventivo, principalmente enfocado en aquellos energéticos cuya dependencia de las importaciones pueda crecer a niveles que impliquen riesgos asociados a la continuidad del suministro. Para lograrlo se requiere seguridad y flexibilidad en la producción centralizada, así como contar con producción descentralizada y gestionar activamente la demanda, ya que el concepto de seguridad de suministro debe de entenderse no solamente como la disponibilidad ininterrumpida de energía, sino que, además que se encuentra disponible a un precio razonable, predecible, y que favorezca la competitividad del país.



CAPÍTULO 3



3.1 Tipos de almacenamiento de gas

El almacenamiento de gas es parte fundamental en la cadena de valor de los hidrocarburos, ya que permite incrementar la capacidad energética de un territorio o mercado, así como aportar balance entre el suministro y la demanda, logrando a largo plazo mejor estabilidad económica.

Esta actividad depende de ciertos factores para que sea factible tanto económicamente como técnicamente, estos son:

- Selección del tipo de almacenamiento;
- Capacidad determinada por la producción-consumo;
- Condiciones ambientales;
- Localización del almacén;
- Tipo de fluido.

Los factores antes mencionados pueden influir en la capacidad, manejo y posterior uso del recurso, por lo que tenemos entonces que el almacenamiento de hidrocarburos puede recurrir a 2 tipos de instalaciones:

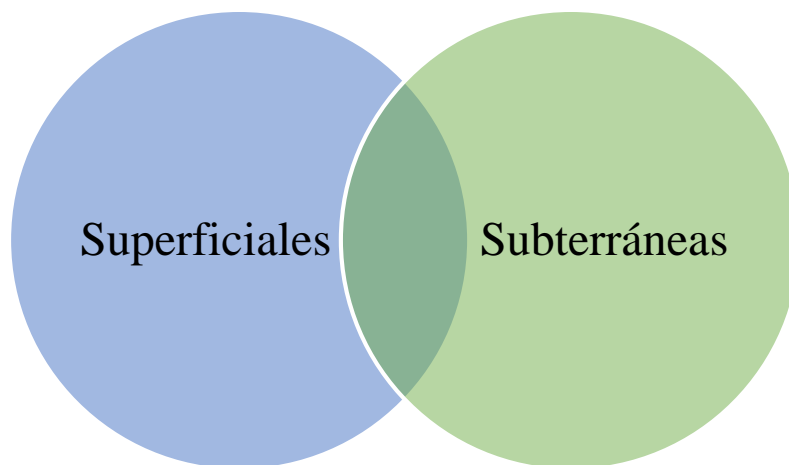


Figura 35. Tipos de instalaciones de almacenamiento.

En cuanto al diseño de este tipo de instalaciones, se consideran dos criterios principales, y son:

- ❖ Criterio de mínimo requerimiento de carga.
- ❖ Criterio de máximo requerimiento de carga.

Para el primero, la capacidad de gas es dependiente de la demanda estacional, donde las instalaciones son capaces de suministrar el gas necesario para satisfacer dicha demanda; en el segundo, las instalaciones se diseñan para tener una mayor capacidad de suministro en



periodos cortos de tiempo, donde el gas se puede retirar rápidamente de los tanques de almacenamiento debido a la alta demanda.

Así pues, este almacenamiento se puede realizar por los siguientes métodos:

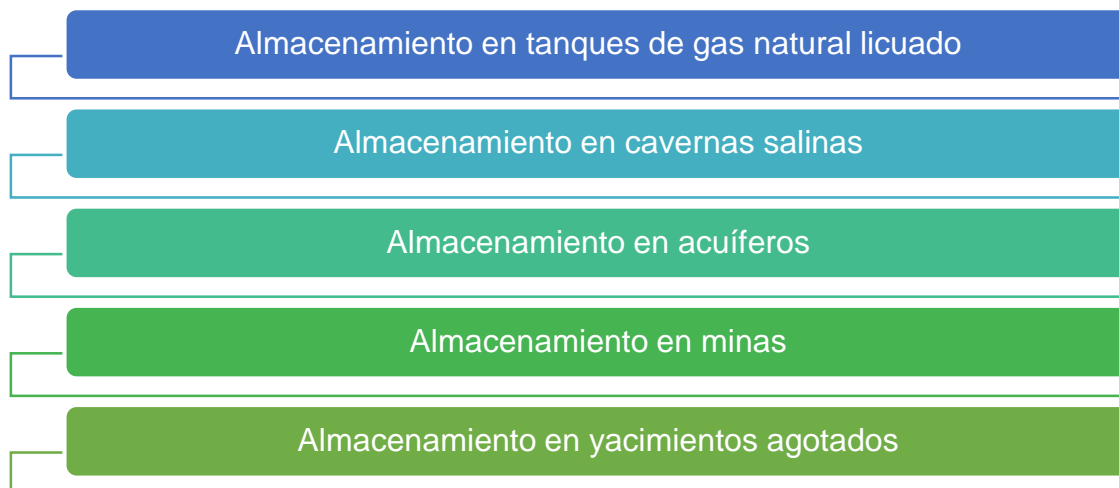


Figura 36. Tipos de almacenamiento de gas.

Aunque independientemente a la razón por la cual se almacena el gas natural, este almacenamiento se realiza de manera subterránea, muchas veces por razones de seguridad. Así la capacidad de dichas instalaciones puede variar desde unos cuantos metros cúbicos hasta los millones.

Un método en que se puede almacenar gas natural es como gas natural licuado (LNG por sus siglas en inglés) que permite un mejor transporte y almacenamiento, ya que este se encuentra en fase líquida.

3.2 Almacenamiento en tanques de gas natural licuado

Uno de los métodos más utilizados para el almacenamiento de gas natural es el procesamiento a GNL (Gas Natural Licuado), esto permite que el gas sea almacenado en forma líquida, para poder convertir el gas a fase líquida, se disminuye su temperatura hasta los -162°C y es sometido a altas presiones, lo que permite reducir hasta 600 veces el volumen del gas (Energía S. d., 2017), el uso de estas temperaturas permite que el metano (CH_4) pase a estado líquido.

El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común, en donde se comprimen los gases tales como propano, etano/etileno, metano, nitrógeno o mezcla de ellos, produciendo líquidos fríos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural.



Figura 37. Tanques de almacenamiento de GNL (Economista, 2021).

Para que el gas natural pase por el proceso de licuefacción, es necesario que ya no contenga impurezas como el H_2S y CO_2 , con el fin de evitar que se generen productos sólidos al reducir su temperatura y con ello evitar la corrosión en las tuberías, en la tabla 9 se muestran los contenidos límites del gas para poder ser procesado a GNL.

Sustancia	Contenido Límite
Azufre total	10 a 40 mg/m^3
H_2S	3 ppm, vol
CO_2	50 ppm, vol
Agua	0.1 ppm, vol
Hidrocarburos aromáticos	5 ppm, vol
Mercurio	0.001 ppm, vol

Tabla 9. Límites para sustancias perjudiciales en la licuefacción (información de compilación de documentos técnicos).

Una vez procesado el gas natural a gas natural licuado es necesario contar con tanques de almacenamiento, entre los más utilizados están los tanques de doble pared a presión atmosférica, este consiste en dos tanques, un tanque dentro del otro. El espacio anular entre las dos paredes del tanque debe de ser inferior o igual a 6 metros y estar recubiertos con un material aislante, el tanque interno en contacto con el GNL está hecho de materiales especializados para el servicio criogénico y las altas presiones manejadas en el



almacenamiento de GNL. Estos materiales incluyen 9% de acero níquel, aluminio y concreto pre-tensado.



Figura 38. Tanque de almacenamiento de doble pared (Quintero, 2022).

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Capacidad de 160 mil metros cúbicos de GNL

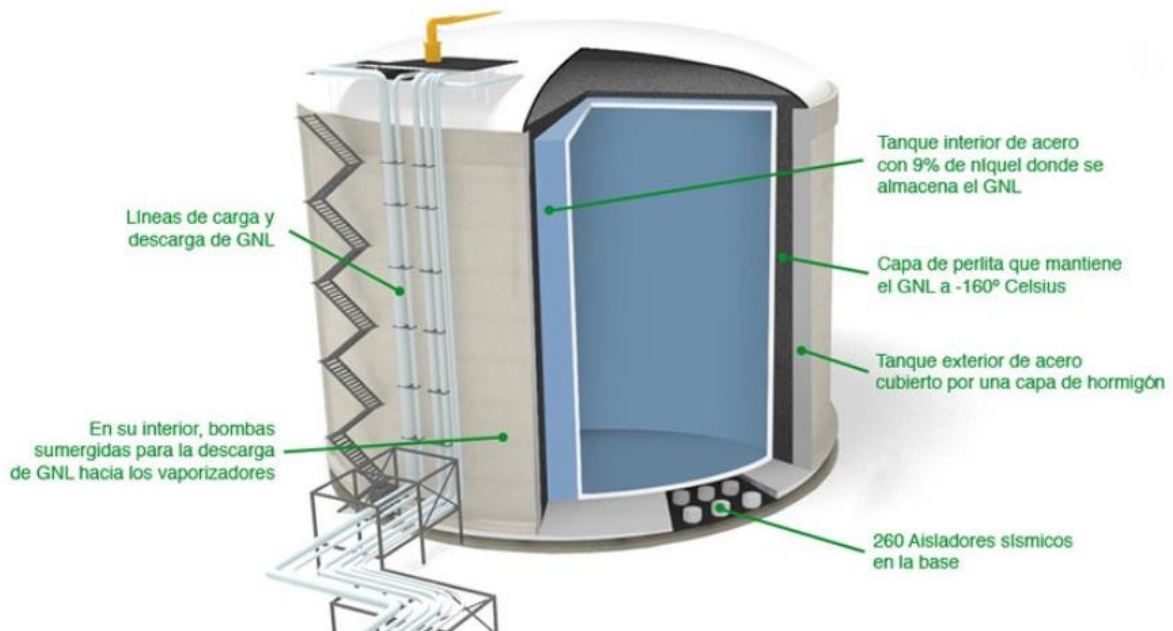


Figura 39. Diagrama de un tanque de almacenamiento de doble pared (Quintero, 2022).

Además del tanque de doble pared existen varios tipos de tanques que se utilizan hoy en día para el almacenamiento de GNL en tierra, entre ellos están:



- Tanque de pared simple (single containment tank): esta es una de las estructuras más utilizados en el almacenamiento de GNL, estos tanques requieren de grandes extensiones de terreno para su construcción.
- Tanque de pared integrada: este se compone de un tanque primario y otro secundario que constituyen en conjunto un depósito de almacenamiento integral, el tanque primario es de acero y puede ser de cubierta abierta (este no contiene vapores del líquido contenido), o bien puede tener un techo en cúpula que permita recoger los vapores emitidos por el gas. Mientras que el tanque secundario debe de estar construido por acero u hormigón provistos de un techo en cúpula y diseñado para combinar funciones de seguridad como la de acumular los vapores y aislamiento térmico. El espacio anular entre los dos tanques debe de ser inferior o igual a 2 metros.
- Tanque bajo tierra (in-ground tank): estos tanques son menos visibles en su entorno y son utilizados principalmente en Japón y otros países asiáticos, este tipo de estructura es más costosa y su tiempo de construcción conlleva más tiempo.

Cabe mencionar que este tipo de almacenamiento cuenta con algunas desventajas como:

- Riesgos de explosión.
- Aumento de la corrosión en el área destinada a los vapores.
- Contaminación ambiental por fugas.
- Perdida de vapores que se ventean a la atmósfera.
- Cambios de temperatura donde se encuentran instalados.
- Daños causados por terremotos.
- La poca capacidad de almacenamiento.

Por estas razones se buscan otras opciones para poder almacenar grandes cantidades de gas y mejorar la seguridad industrial.

En México se cuenta con tres terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, ubicadas en Ensenada (Baja California), Manzanillo (Colima) y Altamira (Tamaulipas), en la tabla 10 se muestra sus principales características.

Terminal	Capacidad instalada de regasificación (MMpcd)	Capacidad de almacenamiento (m ³)
Terminal de Energía Costa Azul	1,300	320,000
Terminal de GNL de Altamira	1,120	300, 000
Terminal de GNL KMS	500	300,000
Total	2,290	920, 000

Tabla 10. Terminales de almacenamiento y regasificación en México (CRE, 2016).



3.3 Sistemas de almacenamiento subterráneo de gas.

El primer sitio de almacenamiento subterráneo de gas documentado fue documentado en el condado de Welland, en Canadá, en el año de 1915. Este tipo de almacenamiento utilizó un yacimiento de gas natural agotado.

En 1916, el yacimiento Zoar cerca de Búfalo, Nueva York, se convirtió en el primer proyecto de almacenamiento de gas en los EUA. En 1930, había nueve instalaciones de almacenamiento en seis estados diferentes. Antes de 1950, prácticamente todas las instalaciones de almacenamiento de gas se encontraban en yacimiento agotados. (Natural Gas, 2005)

La operación de estos proyectos consistía en inyectar el gas producido de otros campos e inyectarlo en yacimientos agotados durante el verano, para luego extraerlo durante el invierno.

En los años siguientes, se registraron pocos avances en la tecnología de almacenamiento de gas, pero la actividad se reanudó en Estados Unidos en 1950. En ese año se almacenaron por primera vez líquidos de gas natural por el método de disolución local de una cavidad de sal en el yacimiento Keystone, Texas, EUA.

En 1961, se utiliza por primera vez una caverna de sal estratificada en Marysville, Michigan, EUA, para almacenar gas natural. Estos proyectos de almacenamiento de gas se pusieron en marcha para llevar el suministro de gas a los crecientes centros poblacionales, cuando la demanda superaba la capacidad de los ductos.

Durante el año de 1970 se inauguró en Eminence, Mississippi, EUA, la primera instalación en una caverna lixiviada de un domo salino. Este sistema fue creado para remplazar la producción del Golfo de México, que debía interrumpirse cuando se producían huracanes. Se han diseñado estructuras similares para almacenar reservas estratégicas de petróleo y gas como medida de protección de la seguridad nacional (Natural Gas, 2005).

De manera general un sistema de almacenamiento de gas natural debe tener una roca almacén con capacidad suficiente para albergar el gas inyectado, así como las capacidades adecuadas de confinamiento que permitan garantizar la retención del gas natural en el subsuelo durante años.

Las diferentes formaciones geológicas que se pueden utilizar son las siguientes:



Figura 40. Tipos de formaciones geológicas.

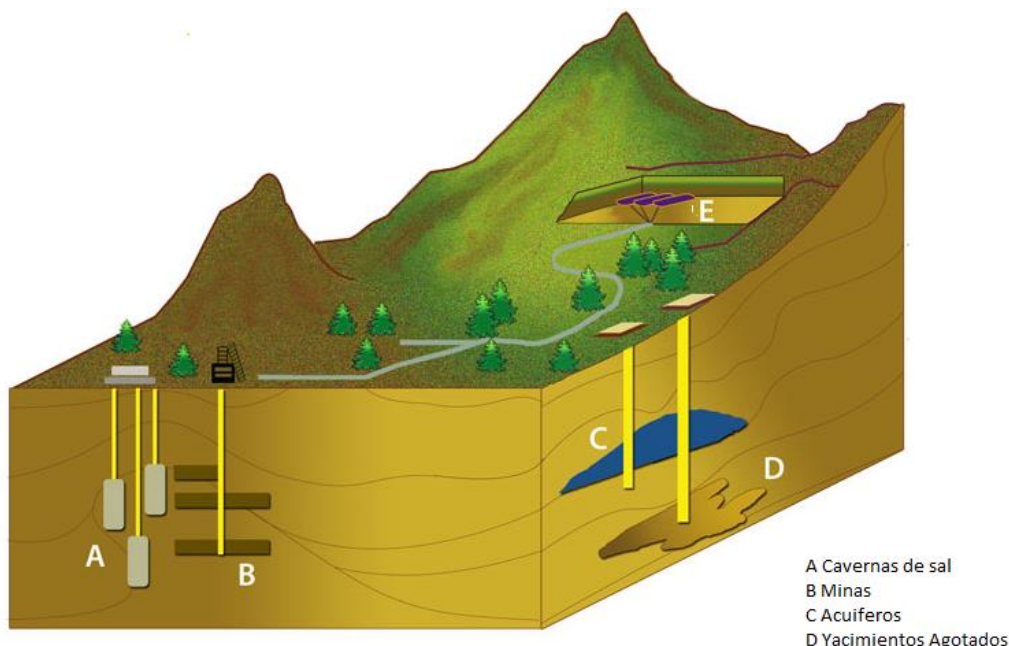


Figura 41. Esquema de formaciones geológicas. (Administration, EIA, 2022).

Las formaciones geológicas mencionadas poseen diferentes propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad y sus características estructurales (fallas, fracturas, etc.). Así como se debe tener conocimiento de sus propiedades, se debe considerar la preparación del sitio, los costos de mantenimiento, capacidad de entrega y ciclos de operación, todo estos difieren entre los de un acuífero a los de un yacimiento agotado, por lo que es importante conocer todas las características y condiciones de la estructura a utilizar.

Las formaciones más utilizadas son los yacimientos agotados debido a la gran abundancia de yacimientos que se encuentran en desuso por la industria de los hidrocarburos y toda la información técnica obtenida durante su desarrollo, una excelente opción para el almacenamiento son los domos salinos, ya que reúnen las mejores ventajas técnicas, pero en contra es que no son muy abundantes.

El almacenamiento subterráneo es el método más fiable que existe y es considerablemente más seguro que el almacenamiento en superficie. Debido a que el oxígeno no puede ingresar al subsuelo, lo que impediría provocar la combustión de este combustible. Por otro lado, el riesgo de daño a la estructura por movimientos sísmicos es prácticamente despreciable.

Otro de los factores más importantes en estas estructuras es que tienen mayor volumen de resguardo en comparación con instalaciones de superficie.

Entre los aspectos más importantes a considerar durante la instalación y operación de estos sistemas, es su bajo costo, además de:

- ❖ La disponibilidad de un amplio rango de presiones (P_{max}/P_{min});
- ❖ Las dimensiones de la estructura tomando en consideración las condiciones geológicas con respecto a la ganancia máxima de la cavidad;



- ❖ Optimización del proceso en forma global con respecto a la máxima capacidad de almacenamiento de gas y la capacidad de retiro.

El inventario de gas existente dentro de una estructura es considerado en dos partes gas base o gas colchón y gas de trabajo, y se definen como:

- Gas base o gas colchón: se refiere a aquella porción de gas natural que deberá permanecer en las instalaciones del almacenamiento ya que será el encargado de proveer suficiente presión que permita un flujo adecuado durante su extracción, la selección del nivel de gas base es una decisión económica, que es producto de un análisis del régimen de consumo. En el funcionamiento normal de la instalación, este gas permanece bajo tierra: sin embargo, una parte puede extraerse utilizando equipo de compresión especializado en la boca del pozo. (Natural Gas, 2005).
- Gas trabajo: es el volumen de gas almacenado que puede ser extraído o inyectado durante el funcionamiento normal de las instalaciones, tomando en cuenta la máxima presión de operación del yacimiento. la capacidad de las instalaciones se refiere normalmente a su capacidad de gas trabajo. Al comienzo de un ciclo de extracción, la presión dentro de las instalaciones es máxima, lo que significa que el gas de trabajo se puede extraer a un ritmo elevado. A medida que cae el volumen de gas dentro de la instalación, la presión (y por lo tanto la capacidad de entrega) también disminuye. Periódicamente, los operadores de las instalaciones de almacenamiento subterráneo pueden reclasificar porciones de gas de trabajo como gas base después de evaluar el funcionamiento de sus instalaciones. (Natural Gas, 2005).

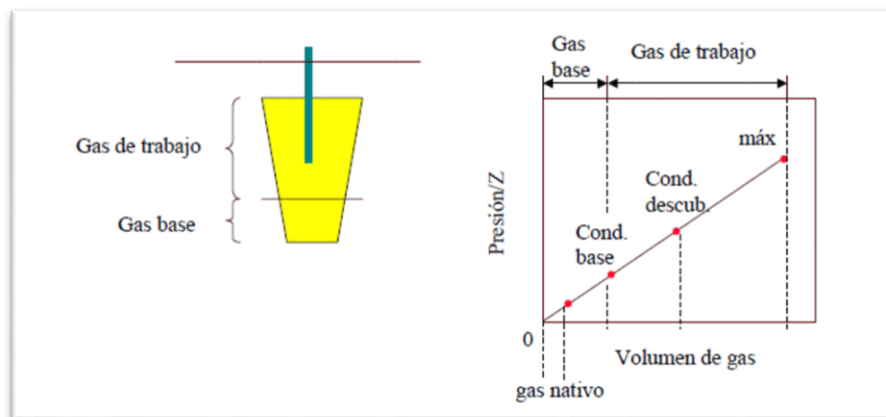


Figura 42. Relación entre el volumen almacenado y la presión de un yacimiento de gas (Administration, EIA, 2022).

En los yacimientos de aceite/gas existe una presión de descubrimiento, que es aquella que existe en el yacimiento al momento de iniciar la extracción y debe ser un índice de referencia para no sobrepasar a la presión de poro, y con ello dañar la capacidad de confinamiento de la formación.



Dependiendo de la capacidad con que se puede inyectar o extraer el gas de una estructura, estas se pueden clasificar como de baja entrega, como los yacimientos agotados o acuíferos, estos pueden ser utilizados para consumos estacionales, por otra parte, tenemos a los de alta entrega, donde encontramos a las cavernas de sal, esto debido a su alta permeabilidad (Natural Gas, 2005). Otra forma de clasificación para el almacenamiento, de acuerdo con las necesidades del mercado es:

Almacenamiento comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Creados como decisión comercial para minimizar riesgos y volatilidades.
Almacenamiento estratégico	<ul style="list-style-type: none"> • Son inventarios fijos que son determinados por el país en el que se encuentran y solo se utilizan en momento de contingencia o emergencia.
Almacenamiento operativo	<ul style="list-style-type: none"> • Soluciona problemas diarios de suministro.

3.3.1 Almacenamiento subterráneo en Domos salinos

Las formaciones salinas son cuerpos de sal que se extienden hacia la superficie desde una gran profundidad, también denominada halita o sal de roca, está conformada en depósitos de sales sólidas compuesta por una mezcla de cloruro de sodio (NaCl), sulfato de calcio (CaSO_4) y otras sales, la formación debe de ser homogénea y de una pureza de 95% de cloruro de sodio, en la figura 43 se observa unos núcleos de domos salinos.



Figura 43. Núcleos de los domos salinos (SLB, 2022).

Las formaciones de sal son las estructuras que reúnen mayores ventajas técnicas, pero tienen un gran obstáculo ya que no existen numerosas formaciones de este tipo en Norte América, y las existentes no cumplen con las características suficientes para que se pueda almacenar



gas, ya que no son lo bastante profundas para ser utilizadas, en México se pueden encontrar formaciones de este tipo en el sureste, particularmente se localizan en el occidente de la cuenca salina, estos domos se encuentran a profundidades relativamente someras, del orden de los 100 a 200 metros bajo la superficie del terreno, a continuación se muestra un mapa con las zonas donde se encuentran los domo salinos (García, 1983).



Figura 44. Localización de formas salinas en México con información de (García, 1983).

Este tipo de estructuras tienen más de una ventaja, ya que son adecuadas para situaciones de alta demanda, no registran pérdidas de presión causadas por el flujo a través de medios porosos. Y puede pasar de un ciclo a otro, en regímenes de ciclos de cambio de inyección a producción en cuestión de minutos y permite acomodar una fracción sustancial de gas de trabajo con respecto al gas total ya que el gran volumen que puede almacenar esta estructura permite los retiros de altos de flujos de gas.

También poseen una resistencia moderadamente alta ya que se comportan plásticamente, permitiendo sellar fracturas, que de lo contrario podrían convertirse en vías de migración y provocar fugas de gas, sus valores de porosidad y permeabilidad se acercan a cero, de modo que el gas almacenado no puede migrar.

Durante la exploración de hidrocarburos, el contraste de este tipo de estructuras con respecto a las de las rocas adyacentes, en la información generada por levantamientos electromagnéticos, sísmicos, gravimétricos, de velocidad y de densidad, permite su



identificación, así también, el análisis de núcleos otorga la información necesaria para evaluar la estructura y la composición de la sal.

La sal también puede encontrarse en capas, pero esas acumulaciones a menudo contienen anhidrita, caliza y dolomía que no se disuelven tan fácilmente, también se pueden encontrar evaporitas, óxido de hierro y algún otro tipo de residuo que tenemos que considerar como impurezas de la formación.

Cuando el gas se almacena en varias cavernas de sal, provoca que la disponibilidad del suministro de gas dependa de diferentes parámetros tales como: el volumen de la caverna, la profundidad y sus niveles de inventarios.

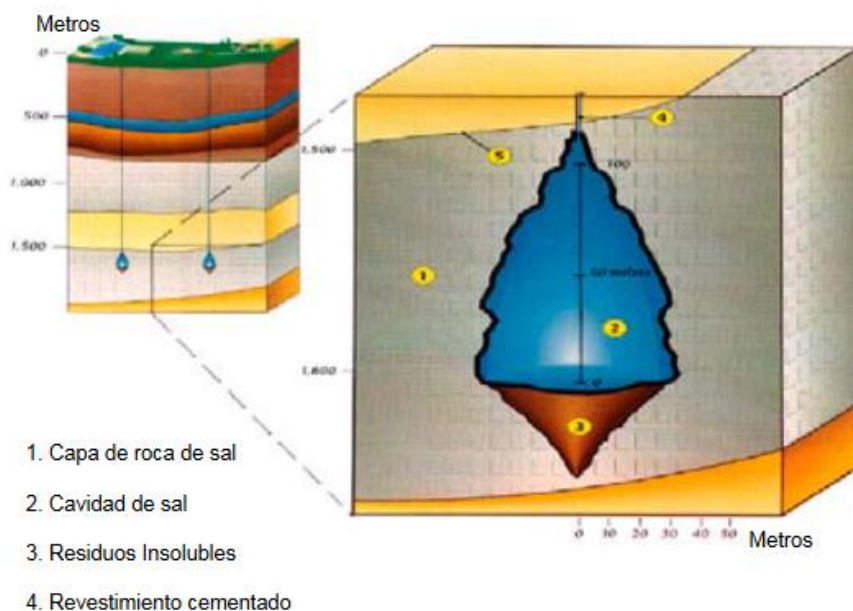


Figura 45. Esquema de una caverna de sal adecuada como unidad de almacenamiento de gas (Correa & Castrillón, Almacenamiento de gas natural, 2008)

Los domos salinos son formaciones muy gruesas de sal con diámetros de alrededor de 1.5 km y una altura de 9 km ubicadas aproximadamente a 450 metros por debajo de la superficie terrestre. El almacenamiento en estructuras salinas está limitado a profundidades menores a 1,800 m, ya que estas tienden a tener una composición más homogénea que las capas evaporíticas mixtas y son más convenientes para el almacenamiento de gas ya que se disuelve en forma más uniforme y puedan alojar cavernas más grandes. (Hinojosa, 1997).

Para la construcción de una caverna es necesario hacer una profunda investigación relacionado con la mecánica de rocas, ya que constituye un componente esencial en el diseño de instalaciones de almacenamiento de gas. La información necesaria para desarrollar el almacenamiento en este tipo de formación es la siguiente:

- Conocer la forma y características geométricas del domo;
- El área que cubre la cima y el perfil de sus costados;
- La profundidad de la cima de la sal;



- Determinar, mediante muestreo y análisis, la composición química de la sal, esto para conocer el grado de solubilidad.
- El comportamiento mecánico de la sal, en función de la profundidad a que se hará la caverna, para evitar un colapso o desplomes del techo.

Como ya se mencionó antes las propiedades de la sal ayudan a evitar que los domos se fracturen bajo fuertes cambios de esfuerzos, como también puede ser contraproducente ya que se puede contraer la estructura, por lo que se hace imperante conocer las siguientes propiedades.

- Higroscopía (la capacidad para absorber la humedad del medio circundante);
- Si tiene alta solubilidad;
- Su bajo grado de permeabilidad;
- Su baja conductividad eléctrica;
- Y la capacidad para rellenar sus propias fracturas, evitando la existencia de planos o zonas de falla que proporcionen fuga de los hidrocarburos almacenados;
- Su plasticidad.

Los métodos que se utilizan para poder almacenar en esta estructura son los siguientes:

- Por lixiviación directa.
- Por lixiviación inversa

Para poder determinar el proceso de disolución más adecuado en la construcción de la caverna, es necesario examinar los registros de pozo y los núcleos salinos, pero no siempre se detectables en los registros, sin embargo, con las muestras de pozo se podrán realizar estudios más directos.

Uno de los factores que afecta la disolución de la sal son las impurezas que se encuentran en la formación ya que podrían ser insolubles, determinando así la mejor práctica de lixiviación. A continuación, se explicará en qué consisten los métodos de lixiviación:

Método de lixiviación directa, este método consiste en bombear desde la superficie agua, sin ningún tipo de saturación de sales, esta agua será inyectada por la tubería de producción hasta el fondo del pozo, provocando la saturación de esta y convirtiéndose en salmuera, logrando de esta manera la disolución de la sal del domo creando una caverna, la salmuera formada por este proceso es recuperada por el espacio anular a la superficie.

Método de lixiviación inversa, en este método la única diferencia que se encuentra con el de lixiviación directa es que, en lugar de bombear el agua libre de sales por la tubería de producción, esta se bombea por el espacio anular y la salmuera que se forma nos ayudara a poder controlar el techo de la cavidad y prevenir derrumbes.

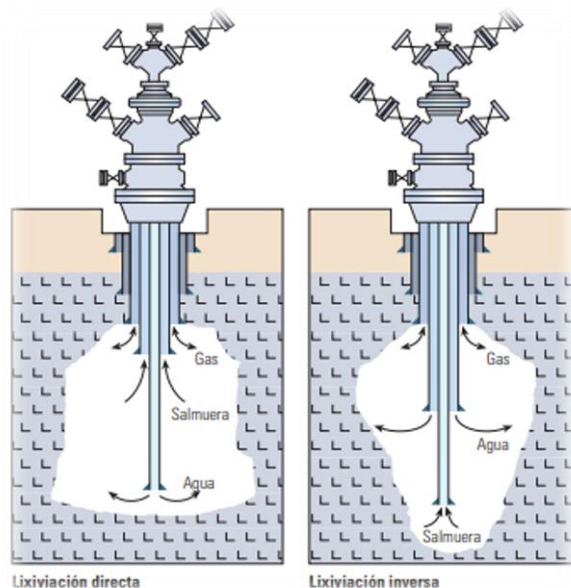


Figura 46. Tipos de lixiviación (SLB, 2022).

Es importante indicar que cualquier método que sea elegido para la construcción de la caverna, deberá tener la suficiente disponibilidad de agua dulce, ya que en su etapa final se le tendrá que realizar un tratamiento con la finalidad de que no existan microorganismos que puedan ocasionar problemas en las formaciones, no obstante, también se podrá usar agua de mar ya que esta no se encuentra en su punto de saturación.

Ventajas del almacenamiento subterráneo en cavernas salinas:

- ❖ La caverna de sal tiene una mayor capacidad de almacenamiento a diferencia de las otras estructuras.
- ❖ Se pueden extraer los fluidos con más facilidad.
- ❖ Debido a las propiedades que tiene la sal tiene mayor resistencia, ya que se comporta como un fluido plástico.
- ❖ Tiene muy baja o casi nula permeabilidad y porosidad debido a las propiedades de la sal.
- ❖ Estas cavernas también se pueden utilizar como depósitos para productos peligrosos o tóxicos.
- ❖ Los requisitos de gas colchón son bajas, alrededor del 20% de la capacidad total de almacenamiento de gas (Hinojosa, 1997).

Desventajas:

- ❖ Poca disponibilidad de este tipo de estructuras geológicas.
- ❖ Es más costosa la construcción en comparación con los yacimientos agotados.
- ❖ El proceso de construcción de la caverna requiere estudios de exploración.
- ❖ El uso considerable de agua dulce.
- ❖ No tiene fácil acceso a infraestructura de transporte.



3.3.2 Almacenamiento en acuíferos confinados

Un acuífero es una formación subterránea porosa que contiene agua que se mueve libremente, ocupando los espacios libres entre los granos de la formación. La inyección de gas natural en depósitos que originalmente contienen agua genera que el gas natural inyectado desplace el agua.

Para su desarrollo como una instalación de almacenamiento es necesario caracterizar la formación y verificar sus propiedades petrofísicas, así las principales características para el almacenamiento en acuíferos son:

- Que sea una formación porosa y permeable;
- Contar con una estructura impermeable para que pueda permitir la acumulación del hidrocarburo;
- Que la formación sea un anticlinal;
- No debe de ser un acuífero de agua dulce;
- Es necesario que el acuífero este ubicado entre unos 500 y 1000 metros de profundidad aproximadamente, esto es para que las presiones del gas puedan ser lo suficientemente altas, lo que permitirá albergar grandes volúmenes de gas;
- La estructura debe de ser lo suficientemente resistente para poder soportar una presión significativa;
- El agua debe de estar presente, para limitar el gas en todas las direcciones; sellando la roca.

Aunque la geología de los acuíferos es similar a la de los yacimientos agotados, el almacenamiento de gas en estas estructuras requiere de una mayor cantidad de gas colchón, esto significa que se tendrá una menor flexibilidad para inyectar o retirar el gas, lo que conlleva a un mayor costo de inversión.

Dado que los acuíferos están naturalmente llenos de agua, en algunos casos se debe utilizar un equipo con gran potencia de inyección para permitir que la presión de inyección sea lo suficiente para empujar el agua del acuífero y remplazarla con gas natural. Toda la infraestructura que se va a ocupar tendrá que desarrollarse desde cero; esto incluye la instalación de pozos, equipos de extracción, tuberías, instalaciones de deshidratación, equipos de compresión. La tasa de capacidad de entrega puede ser mejorada con la presencia de una bomba que soporte la presión del yacimiento a través de los ciclos de inyección y producción. Dado que los acuíferos no contienen gas, al ser inyectado al acuífero, este será físicamente irrecuperable, y por tanto pasará a ser el gas colchón el cual puede llegar hasta el 80% del volumen total de gas inyectado. (Natural Gas, 2005).

Si bien el gas natural que se almacena en los acuíferos ya se ha sometido a un proceso de deshidratación, una vez extraído de una formación acuífera tendrá que ser sometido nuevamente a su deshidratación antes de ser transportado, lo que requiere de equipo especializado cerca de la boca del pozo.

El desarrollo de un proyecto de almacenamiento en acuíferos representa un desafío tanto técnico como económico, ya que los tiempos necesarios para lograr un almacenamiento óptimo, suelen ser prolongados, demorando hasta 4 años o más, que representa más del doble



de tiempo que tarda el desarrollo de un proyecto de almacenamiento en yacimientos agotados.

Desventajas del almacenamiento en acuíferos:

- ❖ El almacenamiento en acuíferos es un proceso muy largo ya que se requieren estudios desde cero.
- ❖ No cuentan con las mismas capacidades de retención de gas natural en comparación con los yacimientos agotados.
- ❖ Riesgo de fugas al ser un sitio que no ha contenido hidrocarburos.
- ❖ Tienen un mayor costo de construcción.
- ❖ Hay una gran pérdida de gas que no podrá ser recuperado.
- ❖ Se requiere de permisos especiales, respaldados por análisis de agua que demuestren que se no trata de agua potable.

3.3.3 Almacenamiento en minas abandonadas

Este tipo de almacenamiento corresponde al aprovechamiento de minas abandonadas, que ya no producen ni están en operación u explotación, y que pueden haber sido de carbón, sal o caliza. La utilización de minas abandonadas es muy controversial debido a que se pueden encontrar con diversas dificultades; como daños por derrumbes, hundimientos a causa de operaciones, fisuras de gran magnitud, mala estanqueidad de los terrenos, diaclasas, entre otros problemas.

Este tipo de estructuras raramente reúnen las condiciones hidrológicas adecuadas y con estos inconvenientes pueden resultar que no se formalice el proyecto. Por lo que se deberán realizar varias pruebas recomendadas antes de iniciar algún proyecto de almacenamiento en minas:

- ❖ Analizar la estructura de la mina ya que puede tener fallas estructurales;
- ❖ Realizar análisis mineralógicos;
- ❖ Obtener información geológica de la zona;
- ❖ Un análisis de su etapa productiva como mina.

3.3.4 Almacenamiento subterráneo en yacimientos agotados

La estructura más utilizada para el almacenamiento subterráneo son los yacimientos de hidrocarburos agotados. Estos son aquellos en los que ya se ha extraído todo recurso recuperable. Mismas que dejan una formación subterránea, geológicamente capaz de contener gas natural. Además, el uso de este tipo de estructuras da paso al uso de los equipos de extracción y distribución, que quedaron en desuso una vez terminada la vida productiva del yacimiento, lo que conlleva a una reducción en la inversión del proyecto de almacenamiento.

Otras de las razones por la cual se eligen los yacimientos agotados es por sus características geológicas como se puede ver en la figura 47, además de que se tiene la información del tiempo que estuvo en producción, lo que proporcionará una mejor simulación del comportamiento del yacimiento una vez que se empiece a almacenar el gas natural.

Dos propiedades necesarias en este tipo de estructuras son la permeabilidad y porosidad. La permeabilidad es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de



sus poros interconectados provocando que el gas almacenado pueda moverse a través de la roca almacenadora, lo que establece la velocidad de inyección y extracción del gas trabajo, aunque con el tiempo, el rendimiento del almacenamiento puede verse reducido por el deterioro de la permeabilidad debido a varios mecanismos de daño, en consecuencia, solo en algunos casos se podrá estimular la formación para aumentar la permeabilidad; por otra parte la porosidad de la formación determinará la cantidad de gas natural que puede contener el yacimiento.

Para poder mantener la presión del yacimiento será necesario usar el 50% del gas natural como gas colchón, pero una de las ventajas de usar un yacimiento agotado es que no está totalmente vacío, ya que puede existir un gas que no ha podido ser extraído por diferentes circunstancias.

Otro de los factores importantes en la elección de un yacimiento agotado es su localización geográfica, ya que es preferente que los yacimientos se encuentren cerca de un centro de consumo o producción, o en su defecto, se deberá de desarrollar infraestructura de transporte.

Una vez almacenado el gas, se debe considerar que puede llegar a absorber agua, la cual tiene que ser removida para poder prevenir la corrosión o bloqueo de las redes de conexión debido a la formación de hidratos de gas, así pues, al ser extraído debe separarse del agua, para luego pasar a un sistema de transporte.

Este tipo de estructuras y proyectos son considerados como almacenamiento estratégico, ya que sus ciclos de inyección y extracción son relativamente lentos. Lo que permite uno o dos ciclos de inyección y producción por año con 100 a 150 días de periodos de espera. (Civan, 2004). Se considera que son la mejor opción, porque significa que se tendrán inventarios fijos que serán determinados por el Estado, y solo podrán ser utilizados bajo alguna contingencia.

Una vez revisado lo anterior, los factores que determinarán si un yacimiento es considerado para aprovecharse como una instalación de almacenamiento de gas natural son del tipo:

- Económico
- Geográfico
- Geológico

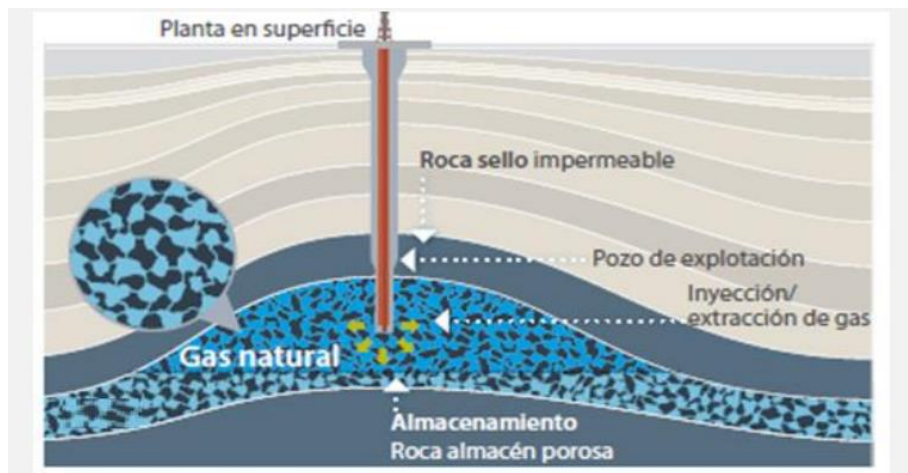


Figura 47. Almacenamiento subterráneo de gas en yacimientos agotados (ENAGAS, 2019)

Ventajas de almacenar en yacimientos agotados:

- ❖ Se cuenta con información histórica del yacimiento;
- ❖ Existencia de infraestructura de desarrollo;
- ❖ El yacimiento cuenta con gas remanente y este pasará a formar parte del inventario como gas colchón;
- ❖ Cuenta con las características idóneas para poder almacenar gas, ya que existía la acumulación de hidrocarburos con anterioridad;
- ❖ Es el tipo de estructura más confiable en comparación con otras;
- ❖ Económicamente es mucho más barato desarrollar un sistema de almacenamiento en los yacimientos agotados;
- ❖ Permiten almacenar grandes cantidades de gas;
- ❖ El almacenamiento se puede considerar como un método de recuperación secundaria de gas o aceite;
- ❖ El tiempo de construcción es más rápido;
- ❖ Existe una alta disponibilidad de estructuras ya que en México existen muchos yacimientos agotados.

Desventajas:

- ❖ Los ciclos de inyección y extracción del gas son muy lentos;
- ❖ Requieren mantenimiento, ya que el yacimiento cuenta con muchos años de trabajo;
- ❖ Posible contaminación por agua, arenas o aceite.

Factor	Domos salinos	Acuíferos	Gas Natural Licuado	Yacimientos agotados
Uso Principal	Multi ciclo	Estratégico estacional	Abastecimiento constante	Estrategia estacional multi ciclo



Factor	Domos salinos	Acuíferos	Gas Natural Licuado	Yacimientos agotados
Ventajas	Altas tasas de inyección y extracción en cuestión de horas. Además de poca inversión de gas colchón.	Gran capacidad de gas natural y una alta disponibilidad del hidrocarburo. Se puede recircular volúmenes de gas natural de trabajo más de una vez.	Brinda Altas tasas de entrega cuando no se cuenta con reservas de gas natural.	Se puede almacenar grandes volúmenes de gas natural y tiene un bajo costo de inversión en comparación de las otras estructuras. Las propiedades del yacimiento son bien conocidas por el operador.
Desventajas	La utilización de una gran cantidad de agua para la construcción de la caverna. Además, hay pocas estructuras de domos salinos.	Su desarrollo es largo ya que el proyecto se inicia desde cero. Asimismo, el limitante ambiental	Tiene un alto costo, poca cantidad de almacenamiento Y menor seguridad por su exposición a la superficie.	Los ciclos de inyección y de extracción solo se podrán hacer dos veces por año.
Especificaciones geológicas	Impermeabilidad al gas y una gran fuerza estructural	La formación deberá ser un anticlinal y contar con una estructura impermeable que funcione con roca sello para que permita el almacenamiento del gas.	N/A	El riesgo de fugas en el yacimiento es bajo.
Costos de capital totales (USD/MMBtu de gas de trabajo)	13.20-21.62	11.90-13.96	55.50	9.16-13.9
Gas Colchón (% del volumen de gas de trabajo)	25%	50%	10%	50%
Características operativas	Una gran tasa de inyección y extracción del gas permite tener varios ciclos de entrega en el año.	Una alta disponibilidad del hidrocarburo incrementa la habilidad para recircular volúmenes del gas natural de trabajo más de una vez.	Brinda un gran abastecimiento cuando no se cuenta con reservas de gas natural y/o existe gran distancia de las zonas de extracción o de la red de ductos.	Almacena grandes cantidades de gas natural. El cual es necesario separar de los componentes pesados contenidos en el



Factor	Domos salinos	Acuíferos	Gas Natural Licuado	Yacimientos agotados
				petróleo residual del yacimiento.
Consideraciones	La alta cantidad de salmuera.	Riesgos de fugas debido a que no es una estructura que haya almacenado antes hidrocarburos.	Poca capacidad del almacenamiento.	Requieren constante mantenimiento ya que estas estructuras han estado en funcionamiento

Figura 48. Comparativo entre estructuras de almacenamiento subterráneo de gas (Elaboración propia de compilación de documentos técnicos).



CAPÍTULO 4



4.1 Panorama Internacional en materia de almacenamiento de gas natural

El panorama internacional del gas natural juega un papel fundamental en esta época, ya que constituye una de las energías más limpias, abundantes y competitivas. Este permite, que sean sustituidos los hidrocarburos que generan grandes cantidades de contaminantes como emisiones de dióxido de carbón, por lo cual el gas natural es un factor clave para la lucha del cambio climático.

De acuerdo con lo dicho es primordial el desarrollo de proyectos de almacenamiento subterráneo de gas, ya sea para un uso estratégico, operativo o comercial, dado que, la tendencia mundial apunta a que cada año será mayor la demanda, teniendo en cuenta que la industria que más consumo tiene en el país es la electricidad, esto indica que el consumo del gas natural seguirá creciendo en todo el mundo.

Los proyectos de almacenamiento de gas natural a nivel internacional han evolucionado de forma gradual hasta lograr que diversos países cuenten con instalaciones de almacenamiento subterráneo y cuenten con una buena capacidad de como se muestra en la tabla 11.

País	Capacidad de almacenamiento subterráneo (días)
Holanda	151
Alemania	100
Italia	92
Canadá	85
Rusia	66
Estados Unidos	65
China	25

Tabla 11. Países con instalaciones de almacenamiento, Elaboración propia con información de (CEDIGAZ, 2020)

Para poder desarrollar un proyecto de almacenamiento de gas en el país es de vital importancia hablar de los países que ya cuentan con este tipo de instalaciones, para conocer su experiencia en el proyecto y adquirir su conocimiento.

En la Unión Europea se diseñó una estrategia de seguridad energética en la que se estableció diversas iniciativas para beneficiar el entorno energético de los países miembros. Una de las más importantes es el cumplimiento del reglamento 2017/1938 del parlamento europeo y Consejo por el que se derogó el reglamento 994/2010, el cual tiene como objetivo garantizar la seguridad del suministro del gas natural a los países miembros en situaciones de interrupciones en el abasto, cooperación regional, transparencia sobre los contratos comerciales de suministro de gas (Enagas, 2020).



A continuación, se presenta un listado de los países que cuentan con almacenamiento subterráneo de gas y el tipo de estructura:

PAISES	Cavernas de Sal	Yacimientos agotados	Acuíferos	Total
NORTE AMERICA	48	359	43	450
Canadá	9	53		62
Estados Unidos	39	306	43	388
AMERICA DEL SUR	1	1		2
Argentina		1		1
México	1			1 (Cydsa)
EUROPA	49	73	20	142
Austria		8		8
Bélgica			1	1
Bulgaria		1		1
Croacia		1		1
Republica checa	1	7	1	9
Dinamarca	1		1	2
Francia	3		10	13
Alemania	32	11	5	48
Hungría		5		5
Italia		12		12
Letonia			1	1
Países Bajos	1	4		5
Polonia	2	7		9
Portugal	1			1
Rumania		7		7
Serbia		1		1



PAISES	Cavernas de Sal	Yacimientos agotados	Acuíferos	Total
Eslovaquia		3		3
España		3	1	4
Suecia	1			1
Turquía	1	1		2
Reino Unido	6	2		8
CIS	3	32	12	47
Armenia	1			1
Azerbaiyán		2		2
Bielorrusia	1	1	1	3
Kazajstán		1	2	3
Kirguizstán		1		1
Rusia	1	14	7	22
Ucrania		11	2	13
Uzbekistan		2		2
MEDIO ORIENTE		3		3
Dubai		1		1
Iran		2		2
ASIA-OCEANIA	4	24		28
Australia		7		7
China	4	10		14
Japón		5		5
Nueva Zelanda		1		1
Taiwán		1		1
TOTAL	104	492	75	671

Tabla 12. Lista de los países que cuentan con almacenamiento de gas 2020, Elaboración propia con información de (CEDIGAZ, 2020)



Como podemos ver en la tabla 12, el país que cuenta con mayor infraestructura de almacenamiento es Estados Unidos de América, con 388 instalaciones, esto lo posiciona como uno de los países con mayores reservas y de los mejores exponentes en materia. Lo que contrasta con la infraestructura existente en México, con una sola instalación de almacenamiento, localizada en el estado de Veracruz y construida en 2012, esta iniciativa llevo a la perforación de pozos para almacenar hidrocarburos en domos salinos, con una capacidad operativa de 1.8 millones de barriles de gas L.P.

A final del año 2017, la empresa CYDSA inició operaciones y el suministro de servicio de almacenamiento de Gas LP a PEMEX.

Esta falta de infraestructura de almacenamiento puede llegar a ocasionar problemas a futuro por la creciente demanda de este recurso, provocando una emergencia nacional, si es que no se llegara a satisfacer la demanda.

En la actualidad existen 323 operadores en el mundo, que tiene proyectos de almacenamiento de gas en diferentes países, se mencionarán a los principales exponentes que cuentan con instalaciones de almacenamiento.

4.2 Principales países con almacenamiento subterráneo de gas

4.2.1 Canadá



Es el primer país en almacenar gas en el año de 1915, esto con el fin de aumentar la confiabilidad del suministro del gas natural durante todo el año. El hidrocarburo es inyectado en los almacenes durante el verano y se extrae durante el invierno cuando aumenta la demanda, ya que las bajas temperaturas aumentan el uso de la calefacción. Las instalaciones subterráneas de almacenamiento encuentran en cinco provincias en Alberta, Columbia Británica, Ontario, Quebec y Saskatchewan.

Las instalaciones tienen una capacidad de 949 MMMpcd. La de mayor capacidad se encuentra en Alberta con 548 MMMpcd y sus instalaciones se extienden por toda la



provincia, seguida de Ontario con 248 MMMpcd., esta se encuentra cerca de Dawn, Ontario (Regulator, 2022).

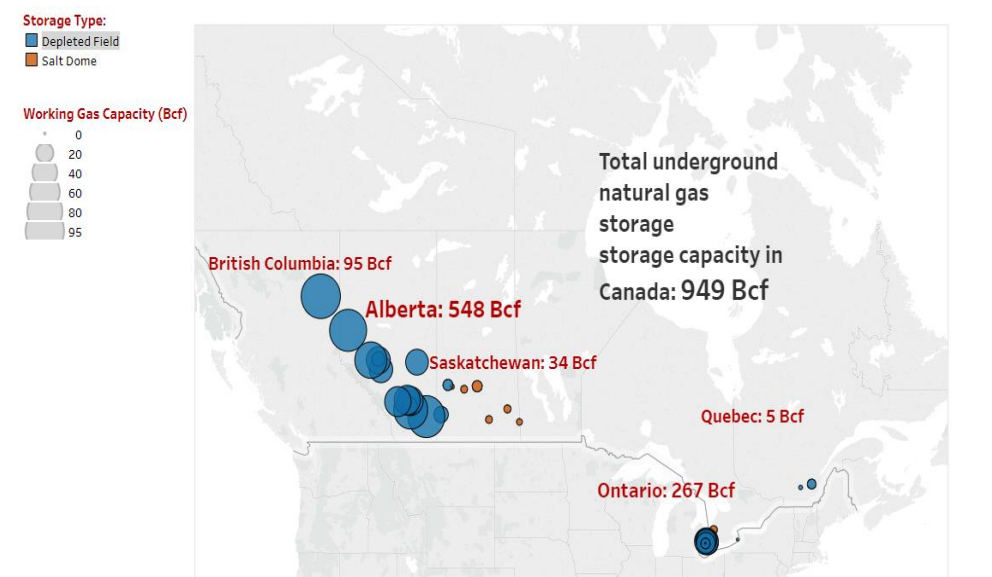


Figura 49. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas en Canadá, (Regulator, 2022).

En el año de 2016 y 2017, se alcanzaron los niveles máximos de inventario que fueron de aproximadamente 750 MMMpcd, lo que representa un 80% de la capacidad total del almacenamiento, este nivel tiene un valor aproximado a 63 días de la demanda en invierno de gas natural (Canada Energy Regulator, 2022).

En el año 1964, se aplicó la política pública de almacenamiento, convirtiéndose en el primer país en implementar una regulación de este tipo, que establece la obligación de los participantes en el mercado a desarrollar instalaciones de almacenamiento o de suscribir contratos con terceros, cuyos costos fueron reconocidos en las distintas tarifas de los servicios públicos. Además de que las ganancias que se obtuvieran con el almacén se asignaran entre:

- Los propietarios de la superficie donde se realiza el almacenamiento;
- El dueño del hidrocarburo;
- Los propietarios de las instalaciones.

4.2.2 Estados Unidos



Es el país que cuenta con más instalaciones de almacenamiento subterráneo, con un total de 388 instalaciones y una capacidad de almacenamiento equivalente a los 9.2 MMMMpc, de los cuales 4.8 MMMMpc son de gas trabajo, esto significa una capacidad de 65 días de consumo diario (Administration, EIA, 2022). El país se divide en tres regiones principales, cuando se trata del consumo/producción de gas, y son el Oriente consumidor, el Oeste consumidor y el Sur productor. En la figura 50 podemos observar la localización de dichas regiones:

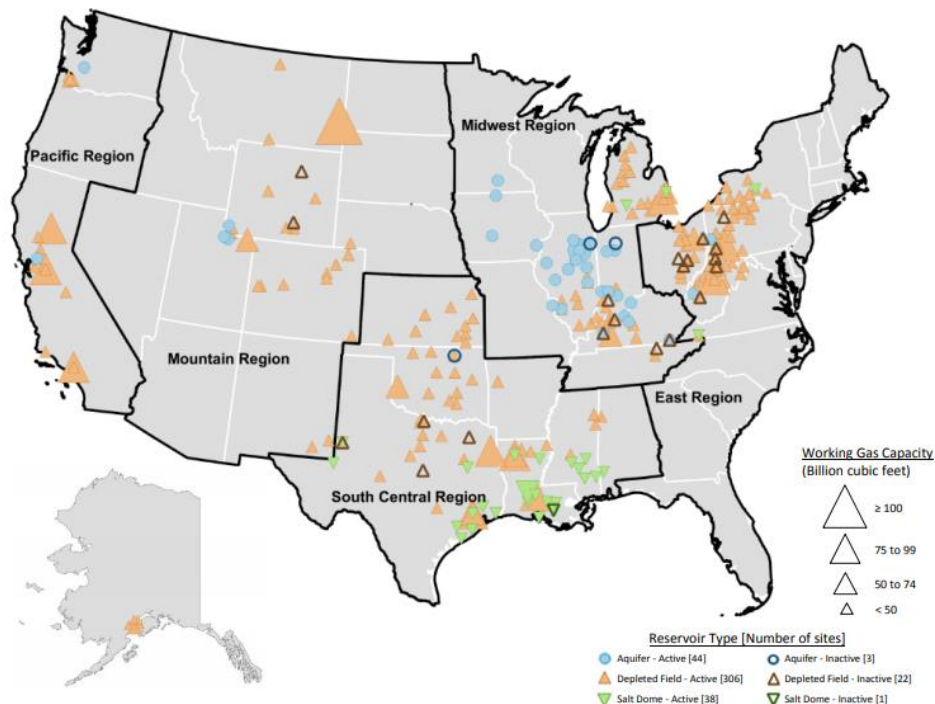


Figura 50. Regiones principales de las instalaciones de Almacenamiento subterráneo de gas en EUA, (Administration, EIA, 2022).

Su política pública de almacenamiento de gas tuvo sus inicios en el año de 1985, a partir de la cual, las compañías que tengan proyectos de almacenamiento subterráneo de gas se sujetaran a la jurisdicción de la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC). Antes de 1992, estas compañías poseían todo el gas que fluía a través de sus sistemas, esto también incluía el gas en sus instalaciones, sobre las cuales tenían control completo.

Actualmente los propietarios u operadores principales de las instalaciones de almacenamiento son empresas de gasoductos interestatales, compañías de gasoductos interestatales, compañías de distribución local y proveedores independientes de servicios de almacenamiento. Cuando una instalación de almacenamiento sirve al comercio interestatal, estará sujeta a la jurisdicción de la FERC, de lo contrario, estará regulada localmente por el Estado (Administration, Energy Information Administration, 2020), por otra parte, los propietarios de la superficie de almacenamiento son los individuos u organizaciones que tienen derecho sobre la superficie.

4.2.3 España



La primera construcción de almacenamiento en España se desarrolló en 1991, esta se encuentra en operación de Serrablo, ubicada entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca) y para 1993 entró en funcionamiento Gaviota, un yacimiento agotado ubicado en el mar frente a la costa de Bermeo (Vizcaya), con una capacidad total de almacenamiento de 2,681 millones m³. (ENAGAS, 2019).



Gas operativo	980 millones m ³
Gas Colchón- No extraíble	1,134 millones m ³
Gas Colchón- Extraíble	567 millones m ³
Inyección máxima	4.5 millones m ³
Producción máxima	5.7 millones m ³

Tabla 13. Capacidad de almacenamiento en Gaviota. (ENAGAS, 2019).

En la figura 51, se muestra un esquema de la instalación de almacenamiento Gaviota.

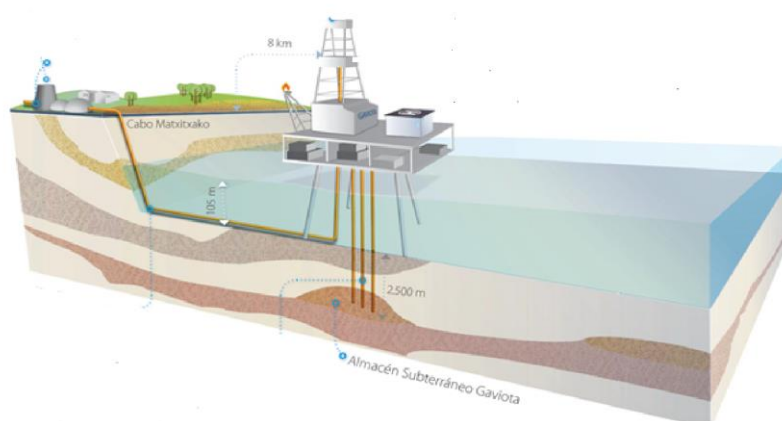


Figura 51. Esquema plataforma Gaviota. (ENAGAS, 2019).

El último proyecto desarrollado en España fue la construcción de Yela, este se encuentra en el municipio de Brihuega (Guadalajara, España). Se trata de un acuífero salino fósil a 2,300 m de profundidad. Está compuesto por dolomías fracturadas del Cretácico Superior, que permiten almacenar gas al ser una formación porosa y permeable, el acuífero está dentro de una estructura aislada por una roca sello y es clave para el suministro de gas en la zona centro de España, cuenta con 2,000 millones m³ de capacidad (ENAGAS, 2019).

Gas operativo	1,050 millones de m ³
Gas Colchón- No extraíble	900 millones m ³
Inyección máxima	10 millones m ³
Producción máxima	15 millones m ³

Tabla 14. Capacidad de almacenamiento en Yela. (ENAGAS, 2019).

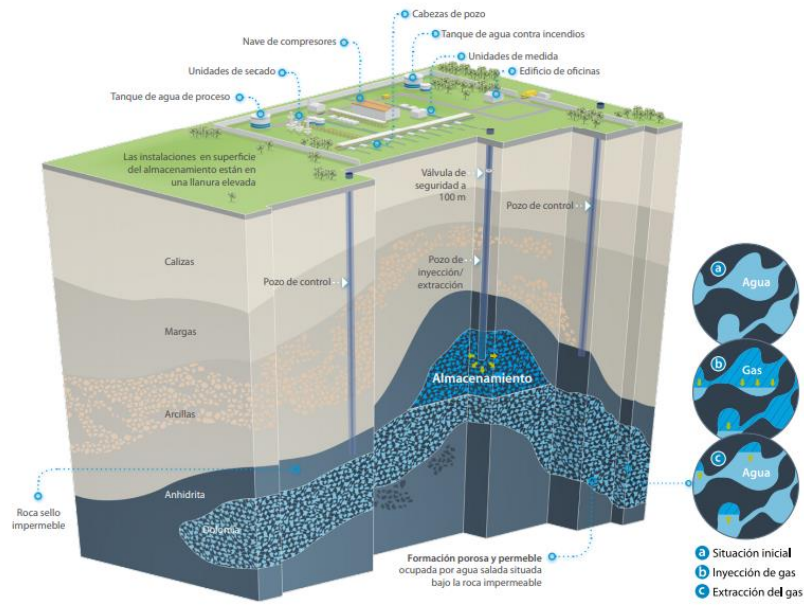


Figura 52. Instalación en Yela, (ENAGAS, 2019).

Actualmente España cuenta con 4 instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas y son:

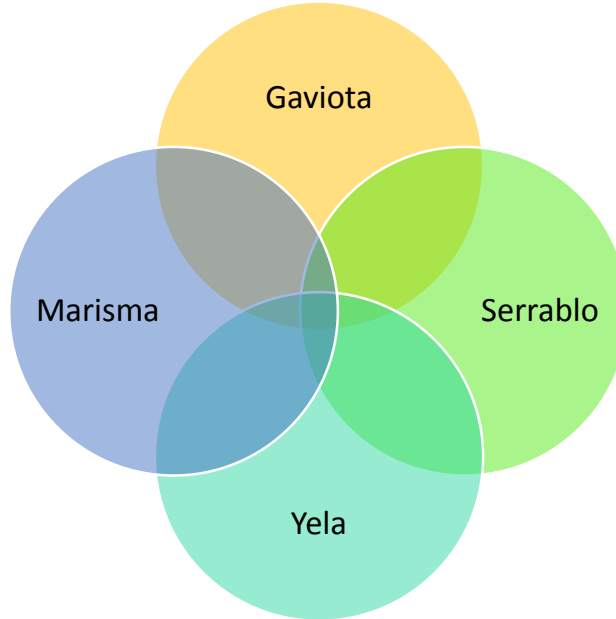


Figura 53. Instalaciones de almacenamiento subterráneo en España.



Figura 54. Infraestructura de gas en España, (ENAGAS, 2019).

Su política pública inicia en el año de 1998, gestionada por la Comisión de Reservas Estratégicas, responsable de mantener las condiciones en operación del sistema y tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico.

La infraestructura desarrollada bajo el sistema regulado permite la recuperación total de costos por parte del inversionista, a través de la socialización del costo entre los usuarios de la infraestructura de gas natural. Aunque es posible desarrollar infraestructura fuera de este sistema, esta opción es poco atractiva por el riesgo que implica el carácter de una garantía de recuperación sin costo.

4.2.4 Alemania



Alemania es un país que no cuenta con grandes reservas de gas natural por lo que el 80% de su consumo debe ser importado (GmbH, 2022), por lo que es importante que cuente con reservas estratégicas para garantizar el suministro en todo momento.

Actualmente cuenta con 48 instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas, que tienen una capacidad combinada de 24 mil millones de m³, que corresponden aproximadamente a un tercio del consumo anual, y es suficiente para proporcionar un suministro total por aproximadamente 80 días (GmbH, 2022).

Se coloca como el segundo país con más almacenamientos en cavernas de sal y el cuarto en capacidad de almacenamiento de gas natural. El país cuenta con la instalación más grande en



cavernas salinas, esta se encuentra en operación desde 1974, tiene una capacidad de trabajo de 978 millones de m³ y se encuentra en la región de Bernburg, Alemania que se muestra en la figura 55 es operada por ONTRAS Gastransport GmbH (GmbH, 2022).



Figura 55. Instalaciones de Bernburg, Alemania (GmbH, 2022).

4.2.5 Rusia



Es uno de los países con más demanda de gas, debido a sus bajas temperaturas. La red de instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas depende de la empresa GAZPROM y proporciona entre el 20 a 40% del suministro durante la temporada invernal.

Gazprom opera 22 instalaciones de almacenamiento que comprenden: 14 en yacimientos agotados, 7 en acuíferos y 1 en cavernas de sal. Cabe mencionar que en los años 2017 y 2018 los inventarios de gas en Rusia superaron los 72,2 mil millones m³ (Gazprom, 2022).

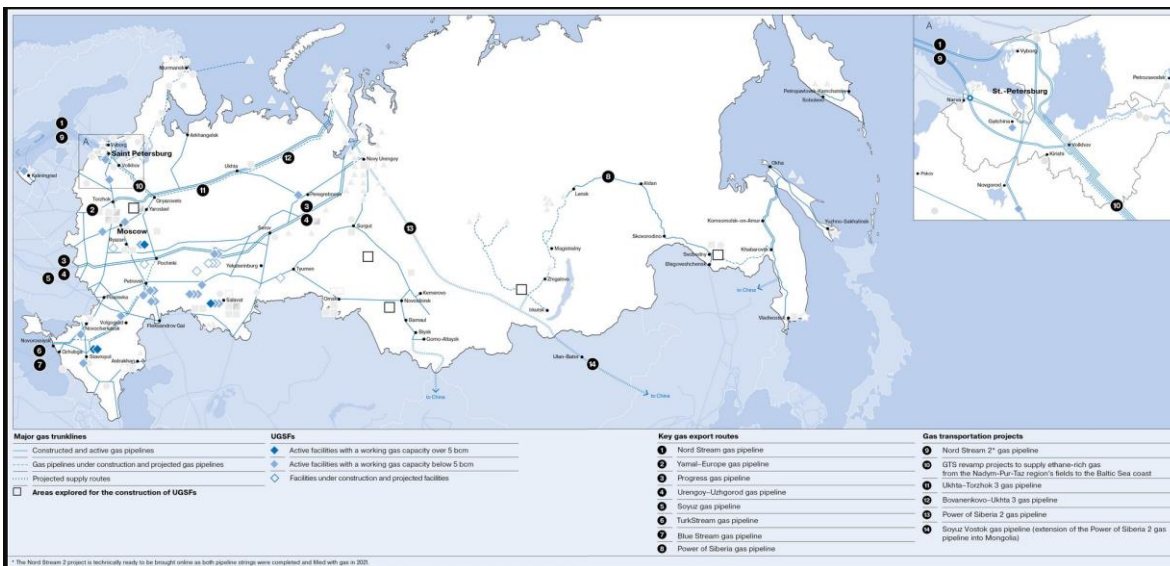


Figura 56. Instalaciones de almacenamiento subterráneo en Rusia. (Gazprom, 2022).



4.2.6 México



En México solo se cuenta con una instalación de almacenamiento que fue desarrollado por la empresa CYDSA, la cual firmó un contrato con Petróleos Mexicanos (PEMEX), con el objetivo de almacenar gas licuado de petróleo en una caverna salina, esta instalación se localiza en el Estado de Veracruz cerca de la terminal marítima Pajaritos, su capacidad operativa es de 1.8 millones de barriles de Gas LP su infraestructura en superficie para la inyección, extracción y transporte es de 120,000 barriles diarios (CYDSA, s.f.). Inicio operaciones en el año 2017, en la figura 58 podemos ver la central de almacenamiento desarrollada por Cydsa.

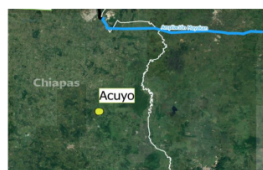


Figura 57. Central de almacenamiento por CYDSA, (CYDSA, 2022)

El 26 de marzo de 2018 la Secretaría de Energía (SENER) publicó la Política Pública en Materia de Almacenamiento de gas natural, la cual contempla la construcción de un inventario estratégico para el año 2026, con una capacidad mínima de 5 días de demanda, este proyecto estará limitado a yacimientos dictaminados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos. Los primeros campos propuestos para este proyecto son el Campo Acuyo, el Campo Brasil, el Campo Jaf y el Campo Saramako, estos campos están precalificados al poseer las mejores condiciones para desarrollar un proyecto de almacenamiento estratégico.



Campo Acuyo



Situación Actual: Plan Quinquenal TE2030 Convencional

AVISO IMPORTANTE:

Los datos mostrados corresponden a la mejor información disponible al momento de la elaboración de estas fichas, por lo tanto, no deben considerarse como definitivos, por lo que su uso es de la estricta responsabilidad del interesado. En consecuencia, CENAGAS no asume responsabilidad alguna desde el punto de vista técnico o de cualquier otra índole por los usos que se dé a dicha información.

VOLUMEN ORIGINAL		GEOLOGÍA	
Volumen Original de Gas (mmmpc):	51	Formación principal:	Cretácico Medio
Volumen Original de Aceite (mmbbl):	1.5	Litología:	calizas
Producción acumulada de Gas (mmmpc):	0.8	Mecanismo de empuje:	no determinado
Producción acumulada de Aceite (mmbbl):	02		
Inicio de producción:	junio de 1978		
Fin de producción:	intermitente hasta febrero de 2004		
DATOS GENERALES		DATOS PROMEDIO DEL YACIMIENTO PRINCIPAL	
Localización:	Chiapas	Espesor (m):	33
Coordenadas aproximadas:		Porosidad (%):	12
Latitud:	17.669486	Saturación de agua (%):	36
Longitud:	-93.136703	Permeabilidad (mD):	274
Número de pozos:	1	Profundidad (m):	3700
Tipo de Hidrocarburo:	Aceite ligero y gas	Temperatura (°C):	101
Distancia a ducto de SISTRANGAS (km):	20	Presión de fondo original (kg/cm ²):	396

Figura 58. Ficha técnica campo Acuyo (CENAGAS, 2022).

Campo Brasil



Situación Actual: Plan Quinquenal TC-SB-05 Convencional

AVISO IMPORTANTE:

Los datos mostrados corresponden a la mejor información disponible al momento de la elaboración de estas fichas, por lo tanto, no deben considerarse como definitivos, por lo que su uso es de la estricta responsabilidad del interesado. En consecuencia, CENAGAS no asume responsabilidad alguna desde el punto de vista técnico o de cualquier otra índole por los usos que se dé a dicha información.

VOLUMEN ORIGINAL		GEOLOGÍA	
Volumen Original de Gas (mmmpc):	553	Formación principal:	Frío marino
Producción acumulada de Gas (mmmpc):	418	Litología:	Areniscas
Inicio de producción:	mayo de 1949	Mecanismo de empuje:	Expansión del sistema roca-fluidos
Fin de producción:	junio de 2006		
DATOS GENERALES		DATOS PROMEDIO DEL YACIMIENTO PRINCIPAL	
Localización:	Tamaulipas	Espesor (m):	7.5
Coordenadas aproximadas:		Porosidad (%):	18.3
Latitud:	25.900541	Saturación de agua (%):	40
Longitud:	-97.907349	Permeabilidad (mD):	120
Número de pozos:	58	Profundidad (m):	2800
Tipo de Hidrocarburo:	Gas y condensado	Temperatura (°C):	90
Distancia a ducto de SISTRANGAS (km):	0	Presión de fondo original (kg/cm ²):	240

Figura 59. Ficha técnica campo Brasil (CENAGAS, 2022).



Campo Saramako



Situación Actual: En traslape con Asignación AE-0061-M-Mezcalapa-11

AVISO IMPORTANTE:
Los datos mostrados corresponden a la mejor información disponible al momento de la elaboración de estas fichas, por lo tanto, no deben considerarse como definitivos, por lo que su uso es de la estricta responsabilidad del interesado. En consecuencia, CENAGAS no asume responsabilidad alguna desde el punto de vista técnico o de cualquier otra índole por los usos que se dé a dicha información.

VOLUMEN ORIGINAL		GEOLOGÍA	
Volumen Original de Gas (mmmpc): 40		Formación principal: Mioceno	
Producción acumulada de Gas (mmmpc): 34.6		Litología: Areniscas	
Inicio de producción: junio de 1978		Mecanismo de empuje: No determinado	
Fin de producción: diciembre de 2014		DATOS PROMEDIO DEL YACIMIENTO PRINCIPAL	
DATOS GENERALES		Espesor (m): 36	
Localización: Tabasco		Porosidad (%): 18	
Coordenadas aproximadas: Latitude: 17.817572 Longitud: -92.807186		Saturación de agua (%): 28	
Numero de pozos: 5		Permeabilidad (mD): 77	
Tipo de Hidrocarburo: Gas y condensado		Profundidad (m): 3470	
Distancia a ducto de SISTRANGAS (km): 14		Temperatura (°C): 123	
		Presión de fondo original (kg/cm ²): 360	

Figura 60. Ficha técnica campo Saramako (CENAGAS, 2022).

Campo Jaf



Situación Actual:
Pertenece a la Asignación A-0163-M-Campo Jaf

AVISO IMPORTANTE:
Los datos mostrados corresponden a la mejor información disponible al momento de la elaboración de estas fichas, por lo tanto, no deben considerarse como definitivos, por lo que su uso es de la estricta responsabilidad del interesado. En consecuencia, CENAGAS no asume responsabilidad alguna desde el punto de vista técnico o de cualquier otra índole por los usos que se dé a dicha información.

VOLUMEN ORIGINAL		GEOLOGÍA	
Volumen Original de Gas (mmmpc): 21		Formación principal: Mioceno superior	
Producción acumulada de Gas (mmmpc): 11		Litología: Areniscas	
Inicio de producción: julio de 2009		Mecanismo de empuje: Expansión del sistema roca-fluidos	
Fin de producción: diciembre de 2014		DATOS PROMEDIO DEL YACIMIENTO PRINCIPAL	
DATOS GENERALES		Espesor (m): 8	
Localización: Veracruz		Porosidad (%): 26	
Coordenadas aproximadas: Latitude: 18.848180 Longitud: -96.353013		Saturación de agua (%): 32	
Numero de pozos: 5		Permeabilidad (mD): 379	
Tipo de Hidrocarburo: Gas seco		Profundidad (m): 1650	
Distancia a ducto de SISTRANGAS (km): 5.8		Temperatura (°C): 60	
		Presión de fondo original (kg/cm ²): 126	

Figura 61. Ficha técnica campo Jaf (CENAGAS, 2022).



Figura 62. Prospectos de almacenamiento subterráneo (Rodríguez, 2018).

El CENAGAS con ayuda de la SENER y CNH, pondrán a disposición de los interesados, un cuarto de datos para que puedan tener acceso a la información de los campos, esto con la finalidad de que puedan determinar el tipo de proyecto más adecuado.

El CENAGAS es la dependencia que llevará a cabo los procesos licitatorios a los proyectos de almacenamiento propuestos, una vez concluidos analizará la información y propondrá para su aprobación a la CRE, el servicio de almacenamiento que deberá incluir:

- ✓ La construcción de infraestructura.
- ✓ El desarrollo y operación por terceros de la infraestructura de almacenamiento.
- ✓ Tendrá como obligación almacenar 10 BCF de inventario estratégico.

A continuación, se muestra una tabla resumen del panorama internacional.

	Canadá	España	E.U. A	Italia
Año inicial de la política de almacenamiento	1962	1998	1985	2000
Institución responsable	National Energy Board (NEB)	Comisión de Reservas estratégicas (CORES)	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	la Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI)



	Canadá	España	E.U. A	Italia
Atribución de la Institución responsable	Costos de transporte y distribución	Mantener existencias mínimas de seguridad	otorgar permisos	Tarifas, acceso a red y proteger al usuario final
Obligación de tener gas de stock	No	Si	No	Sí
nivel de obligación	No	35 días de sus ventas o consumos de carácter firme, en los 12 meses anteriores	No	Suficiente para cubrir el equivalente de una interrupción del 50% de la capacidad máxima durante el periodo de 60 días
sujetos obligados	-	Comercializadores de gas natural y los consumidores directos en el mercado, vía socialización de costos de tarifa de infraestructura	-	Almacenamiento estratégico: empresas que importan el gas. Almacenamiento operativo: entidad que ejerce la actividad de venta
Tipo de almacenamiento	Comercial	Estratégico y Comercial	Comercial	Estratégico y Comercial
Tecnología	Yacimientos económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos y domos salinos	GNL, yacimientos inviables económicamente para la extracción de hidrocarburos y domos salinos	Yacimientos inviables económicamente para la extracción de hidrocarburos, cavernas salinas y terminales de GNL	Yacimientos inviables económicamente para la extracción de hidrocarburos.
Capacidad de enfrentar una falla en su infraestructura	Sí	Sí	Sí	Sí



	Canadá	España	E.U. A	Italia
Propietario de la superficie de almacenamiento	La Corona (provincias), el propietario de los derechos del gas, propietarios del hidrocarburo, dependiendo de la provincia	Titular de exploración, investigación, explotación o almacenamiento de hidrocarburos.	Individuos/ organización que tiene derecho sobre la superficie	Concesionarios autorizados por el Ministerio de Energía italiano

Figura 63. Experiencia internacional en el almacenamiento subterráneo de gas. (Energía S. d., Política Pública en Materia Energética aplicable a la Constitución de almacenamiento de gas natural, 2017).



CAPÍTULO 5



5.1 Metodología para el almacenamiento de gas en yacimientos agotados

Revisados los temas generales y el panorama actual del almacenamiento subterráneo de gas, nos permite fundamentar una propuesta de metodología respecto al tema tratado, tratando de establecer la estructura y los posibles alcances de este trabajo.

La primera parte consiste en identificar ¿cuándo? un yacimiento se le denominará yacimiento agotado. Asimismo, se propondrá la definición de yacimiento agotado, debido a que es primordial saber cuáles son las características que deben cumplir los yacimientos para clasificarlos dentro de esa condición. Un aspecto para considerar dentro de los yacimientos agotados, son sus características técnicas y petrofísicas, esto para determinar su capacidad de almacenar gas y posteriormente considerarlo dentro de un proyecto de almacenamiento.

Adicionalmente se describirá el tipo de infraestructura necesaria, así como los protocolos de seguridad a seguir en el proyecto, con estos elementos estableceremos una metodología de apoyo para poder minimizar riesgos y aumentar las probabilidades de éxito del proyecto.



Figura 64. Estructura de la metodología del almacenamiento.

El primer paso en la metodología es identificar ¿qué es un yacimiento agotado?



5.1.1 Yacimiento agotado

Un yacimiento es una “*acumulación natural de hidrocarburos en rocas del subsuelo, las cuales tienen características físicas para almacenarlos y permitir su flujo bajo ciertas condiciones*”.

Por otro lado, la declinación de un yacimiento se entiende como el declive de la capacidad de producción de éste y se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna del yacimiento, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo. Otro factor que ocasiona una caída de producción es el factor mecánico.

En este sentido, con base en concepto de un **yacimiento agotado**, mismo que se refiere a **aquel yacimiento que no es económicamente viable para la extracción de hidrocarburos**; se advierte que un yacimiento agotado está en el contexto con la declinación.

Partiendo de lo antes expuesto, resulta importante tener una noción clara de la declinación de un yacimiento.

1. Tipos de Declinación

Declinación mecánica: está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltos, y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, etc. Recientemente, algunos expertos prefieren denominar a este tipo de declinación como *Capacidad de Pérdida de Producción*, ya que esto involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánico.

Un yacimiento agotado puede estar definido en esta condición por diferentes factores, por lo cual es necesario considerar los diversos escenarios.

El escenario más común es la declinación de la producción a límites que dificultan que los yacimientos se mantengan en operación, si no existen alternativas para mitigarlo, los pozos se intervienen para su taponamiento ya que no es rentable bajo ningún esquema de extracción.

El segundo de ellos se refiere al comportamiento de afluencia, es decir, la condición que describe al yacimiento como una entidad que no provee la energía suficiente y es insuficiente para que los fluidos fluyan dentro del medio poroso y se desplacen a los pozos; esto ocasione una baja o nula producción de hidrocarburos.

El tercer escenario es la invasión de agua y es un problema normal que se llega a encontrar en yacimientos de hidrocarburos que aportan por su empuje hidráulico y por la explotación de estos. Este problema se hace incosteable y en algunos casos se determina que lo mejor es abandonar el campo.



Otro factor, es el daño a la formación productora. Este se ocasiona durante la perforación y terminación e incluso durante el mantenimiento de los pozos, ya que se utilizan distintos fluidos de control que causan, en mayor o menor grado, una alteración en las propiedades de la roca y la vecindad del pozo, resultando en un daño en la permeabilidad de la formación, la cual puede ser severa o leve.

Las causas que provocan estos daños:

- Bloqueo del agua o emulsión por el filtrado del fluido.
- Hinchazón de arcillas al ser desestabilizadas por el agua de filtrado del fluido.
- Invasión de partículas sólidas en los fluidos de control.

Cuando no se logra recuperar y mejorar esas formaciones dañadas, se determina abandonar el yacimiento.

Por lo que se concluye que cuando un proyecto de inversión petrolero típico no sustenta los costos operativos asociados a la producción (OPEX, Gastos operativos), se determina que se ha alcanzado el límite económico, por lo que económicamente se considera de forma “superficial” que un yacimiento que ha alcanzado el límite económico será un yacimiento no rentable y éste podría confundirse como un yacimiento “agotado”, sin embargo, será importante que se distinga que bajo estas condiciones no necesariamente la totalidad de hidrocarburos contenida en el yacimiento ha sido producido o ha sido maximizado su factor de recuperación.

Es importante destacar que siempre existirá alguna fracción de hidrocarburos que permanezca como remanente, el cual tiene la posibilidad de ser recuperada mediante la ejecución de actividades tales como reparaciones mayores y menores, así como técnicas de recuperación secundaria y/o mejorada. Por lo cual, el declarar un campo como agotado, requiere de un análisis integral que justifique que el volumen de hidrocarburos remanentes en el yacimiento no ostenta posibilidad alguna de ser recuperados en relación con el volumen remanente, su rentabilidad económica, entre otros aspectos generales.

Para determinar y dar certidumbre de que se está tratando con un yacimiento agotado, se requiere hacer un análisis exhausto sobre su comportamiento y esquema de explotación, para así poder determinar si el campo analizado se encuentra en su etapa de declinación o si se puede incrementar su factor de recuperación.

Cabe mencionar que, a la fecha, no existe normatividad aplicable ni prácticas internacionales reconocidas para determinar el momento en que un campo se encuentra agotado.



Figura 65. Representación del ciclo de vida de los yacimientos.

5.1.2 Condicionantes deseadas en la elección de un yacimiento almacén

Una parte importante en la búsqueda del mejor yacimiento para contemplar un posible proyecto de almacenamiento subterráneo, son las condicionantes que podemos establecer para obtener los mejores resultados, estas condicionantes o elementos podemos englobarlas en las siguientes categorías.

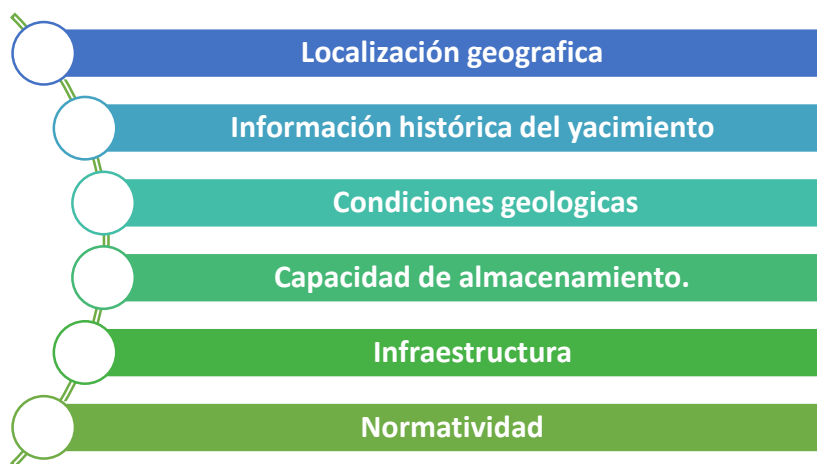


Figura 66. Condicionantes deseadas en la elección de un yacimiento.

5.1.3 Localización geográfica

Un primer objetivo que debe cumplir el yacimiento propuesto es su localización óptima respecto a las regiones consumidoras e infraestructura de transporte, como gasoductos o sistemas de distribución, logrando minimizar costos durante el desarrollo del proyecto, ya que puede existir la necesidad de conectarse con centros de procesamiento o en el caso de México, país importador de gas, la mejor opción es contemplar la infraestructura de almacenamiento cerca de alguno de los 24 puntos de internación que se encuentran en el país, con el objetivo de almacenar gas importado y transportarlo cuando se requiera.



Es importante considerar las características geográficas de la localización del yacimiento por medio de mapas de referencia considerando:

- El polígono que limita el área del yacimiento.
- La infraestructura presente cercana al yacimiento como pozos, ductos, líneas de descarga, baterías, separadores.
- Rasgos topográficos, vías de acceso, cuerpos de agua, poblaciones cercanas y zonas naturales protegidas.

El recurrir a un yacimiento agotado, conlleva a una infraestructura ya desarrollada de producción y transporte, lo que permitiría las operaciones de inyección y extracción, así como acceso a la red de ductos, en nuestro caso son de interés los puntos de internación y plantas de GNL en el país.

5.1.4 Información histórica del yacimiento

Un elemento particular de interés son las características y antecedentes del campo, respecto a sus etapas de exploración y producción, ya que esta información histórica permitirá una mejor caracterización del yacimiento y con estudios complementarios, lograremos una base de datos más sólida, favoreciendo el porcentaje de éxito del proyecto de almacenamiento. La información del yacimiento que puede resultar de utilidad para un plan de almacenamiento es:

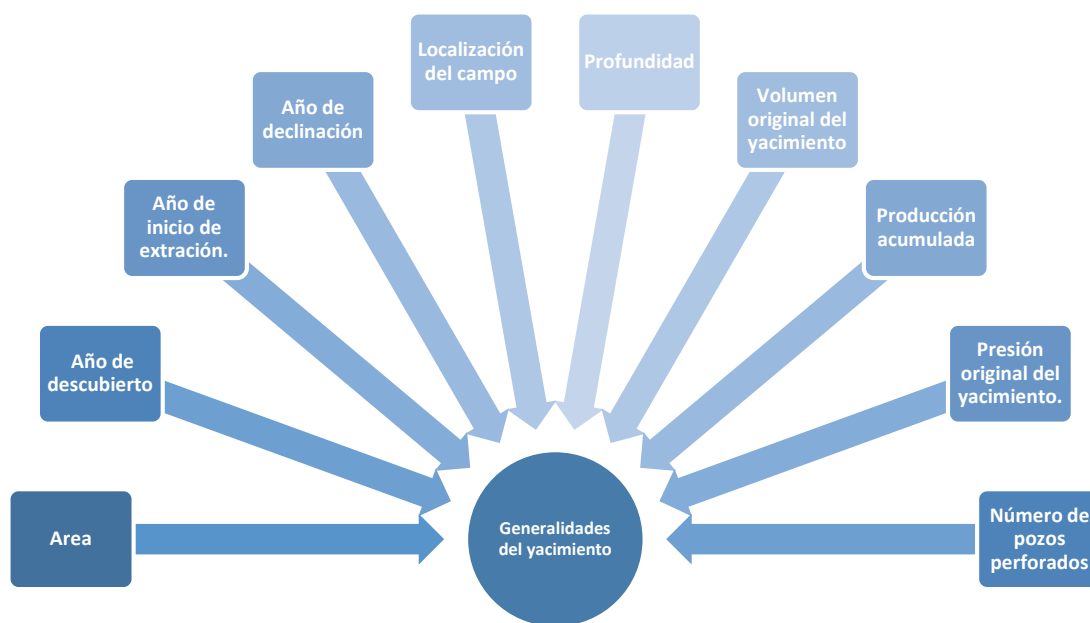


Figura 67. Generalidades del yacimiento.

Esta recolección de datos servirá para desarrollar un modelo del yacimiento, al evaluar las condiciones actuales y con los resultados determinar si el yacimiento es adecuado para el



almacenamiento de gas, de igual forma se deben considerar a la roca sello y estratos superiores, debido a la problemática que pueden generar. Durante la selección de un yacimiento se puede realizar una exploración inicial, para evaluar de manera exitosa el potencial del sitio, esta incluye la búsqueda del sistema petrolero o estructuras confinantes.

La selección de los datos debe ser específica, con el fin de definir particularidades geológicas, condiciones dinámicas y características estructurales en el sistema del yacimiento. La información necesaria para realizar un estudio del almacenamiento es:



Figura 68. Información necesaria para realizar un estudio de almacenamiento.

5.1.5 Condiciones Geológicas y Características Petrofísicas

La selección de un yacimiento adecuado para almacenar gas dependerá de las condiciones geológicas, estructurales, petrofísicas y de geolocalización en el subsuelo. Entre las principales condicionantes que debemos establecer para un yacimiento agotado están:



- ✓ Que sea un yacimiento convencional;
- ✓ Que la roca almacén tenga un gran volumen;
- ✓ Que cuente con una alta porosidad y permeabilidad;
- ✓ Que la roca sello posea poca permeabilidad o casi nula, para que pueda contener la migración o fuga del gas;
- ✓ Ausencia de aceite en el yacimiento;
- ✓ Que tenga estabilidad tectónica;
- ✓ Que tenga homogeneidad geológica; y
- ✓ Que sus profundidades sean mayores a 800 m.

Como se observa en las condiciones anteriores, la existencia de un sistema petrolero es de vital importancia para preservar un fluido dentro de un medio. El sistema petrolero convencional consiste en una serie de elementos como la roca generadora, la roca almacén, la roca sello y la trampa.

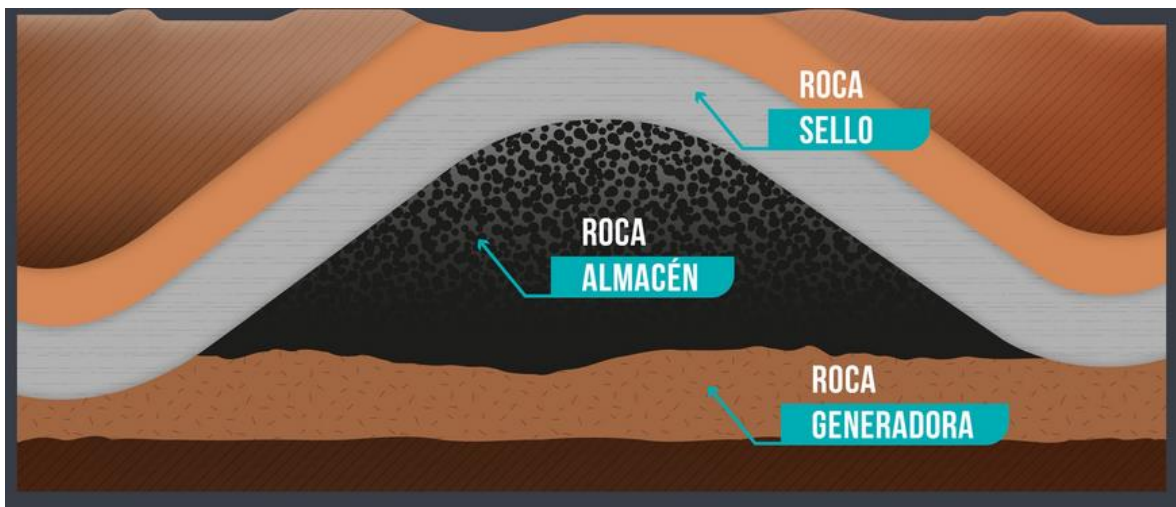


Figura 69. Sistema Petrolero (CNH, 2022)

Roca Almacén:

La presencia de estos elementos en espacio-tiempo, permiten la existencia de acumulaciones de hidrocarburo en la roca almacén, esta debe contar con una porosidad y permeabilidad adecuada por encima del valor del umbral dado, extensa y de potencial, así como homogeneidad litológica suficiente para poder almacenar. Así mismo debe contar con una barrera impermeable con continuidad lateral adecuada, que impida la migración de los hidrocarburos (roca sello) y apoyada de trampas estructurales o estratigráficas.

Las características petrofísicas que deben caracterizar a una roca almacén es una buena permeabilidad y porosidad, la porosidad viene expresada por la relación entre el volumen de huecos y el volumen total de la roca, determinando así el espacio disponible para el almacenamiento. Sin embargo, solo debe considerarse la porosidad efectiva, que corresponde con el porcentaje de poros conectados y que refleja el volumen real de huecos susceptibles de ser ocupados por el gas natural. El tipo de porosidad dependerá de la forma de los granos, su disposición y tamaño, por lo que cada tipo de roca presenta una porosidad diferente.



Por otra parte, una alta permeabilidad, permitirá un ágil tránsito de los fluidos en la roca almacén, en este caso durante la inyección/extracción del gas, siendo el factor principal para establecer el caudal de inyección, ya que es de interés poder alcanzar tasas de inyección elevadas en zonas con una permeabilidad local alta, debido a que las presiones de inyección necesarias son menores, evitando así el posible riesgo de inducir fracturas, si bien, a escala regional, sería de interés una formación con una permeabilidad baja, con el fin de aumentar los tiempos de tránsito del gas natural en la formación almacén.

A partir de estas dos propiedades, podemos aproximar valores de la potencialidad de cada emplazamiento del gas durante el almacenamiento y definir la efectividad del rendimiento, logrando llegar a estimaciones económicas y encaminar una viabilidad económica adecuada

Otro elemento para considerar cuando se evalúa un yacimiento para almacenamiento de gas natural es su litología, de la formación almacén, ya que son las características mineralógicas y texturales las que definen a la roca, Así la mineralogía, tamaño de grano, condiciones de sepultamiento, contenido de materia orgánica, medio de depósito, temperatura y presión, determinarán la litología de las rocas. Aunque en nuestro caso particular son las rocas sedimentarias las de interés, ya que son las protagonistas del sistema petrolero, de forma que las principales rocas que actúan como roca almacén son:



Figura 70. Principales rocas almacén.

Las rocas areniscas, por lo general, tienen mayor porosidad y permeabilidad que las rocas carbonatadas.

Roca Sello:

La roca sello debe tener un comportamiento plástico, de manera que responda a los esfuerzos mecánicos, formando pliegues (trampas) y no fracturas (vías de migración). La calidad e integridad del sello depende de la distribución espacial de los granos y sus propiedades físicas, lo ideal es que sea de carácter regional con espesor grande y litología uniforme, especialmente en la base, ya que cuando existe diferenciación de manera lateral, la posibilidad de fugas a estratos superiores o a superficie se incrementa.



Para poder verificar la eficiencia de la roca sello, podemos realizar pruebas de presión o con una prueba llamada “control de fugas”, que nos permite analizar la permeabilidad y las tensiones soportadas por la formación, o bien, a partir del análisis de muestras de núcleos.

Una roca sello es capaz de formar un sello hidráulico a lo largo del tiempo geológico, esta mantiene sus propiedades a pesar de los cambios geomecánicos, geoquímicos e hidrogeológicos; evitando la migración del fluido que se va a inyectar, pero su inyección va a cambiar la presión de poro en la formación, afectando su permeabilidad, lo que provocará una modificación en la integridad hidráulica de la roca durante el tiempo de vida del proyecto; también se verá afectada la integridad del pozo y sus componentes como tuberías de revestimiento o tapones en pozos abandonados. Desde el punto de vista litológico, la idoneidad de un sello no excluye la presencia de fallas o fracturas que puedan constituir vías de migración, por ello es importante demostrar la idoneidad de la roca sello.

Los mecanismos que pueden afectar la integridad de la roca sello, son los efectos iniciales de una inyección intensa y pueden ser clasificados como almacenamiento inducido y de almacenamiento activado.

Otras de las principales características exigidas con la que debe contar un yacimiento agotado para poder ser un posible almacén es que garantice el confinamiento del gas natural, es decir, que conforme a las estructuras estratigráficas o trampas garanticen la estanqueidad de la formación a corto, mediano y largo plazo.

Las principales rocas sello son:

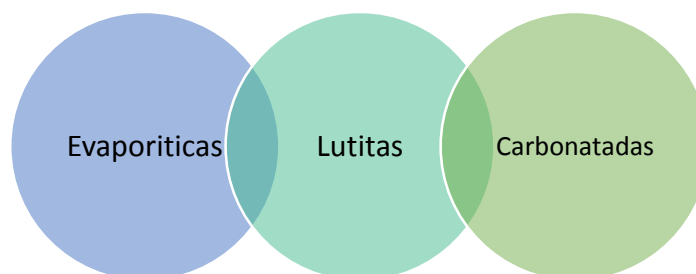


Figura 71. Principales roca sello.

Trampa:

Se entiende por trampa a aquellas estructuras geológicas, generadas por causas tectónicas como pliegues o fallas, de orden estructural o estratigráfico como un cambio de facies o acñamientos, lo que nos puede dar como resultado un medio permeable confinado por otro impermeable evitando la liberación del gas contenido en el yacimiento. Remarcando la importancia de existencia de una trampa en formaciones almacén, así como su delimitación por sellos.

Además de estos datos ya mencionados, hay otras propiedades geológicas que se deben de tomar en cuenta como:

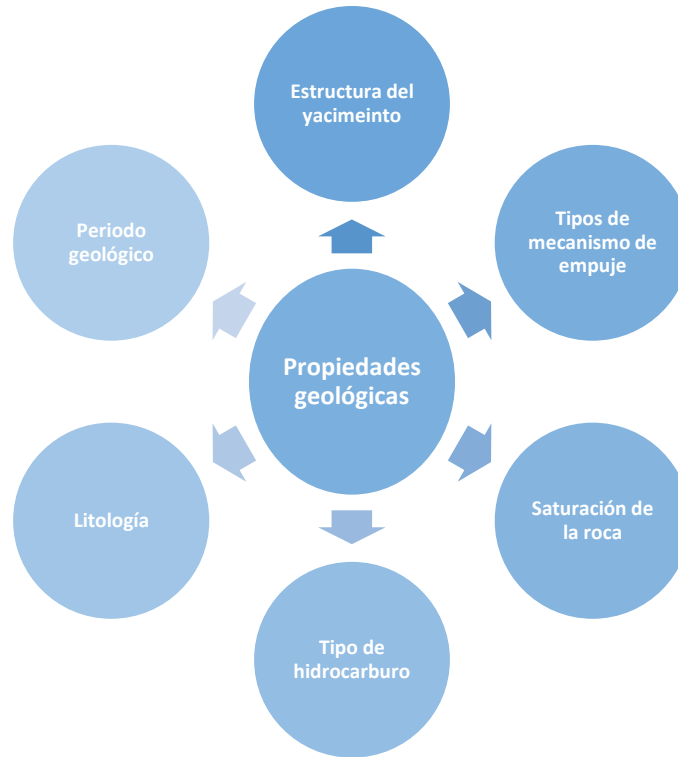


Figura 72. Propiedades geológicas

El contar con esta información permitirá un análisis con fines de:

- ✓ Evaluar la formación del yacimiento;
- ✓ Evaluar la capacidad de confinamiento del yacimiento;
- ✓ Determinar la sedimentología del yacimiento;
- ✓ Identificar si hay fallas que existan en la formación;
- ✓ Identificar la capacidad de almacenamiento;
- ✓ Evaluar si hay algún daño a la formación por su época de producción; y
- ✓ Determinar los ciclos de inyección;

Aunque resultan necesarios estudios y análisis para verificar las condiciones del yacimiento, y por tanto su capacidad para almacenar gas, ya que si ha sufrido cambios en sus propiedades petrofísicas puede afectar su rendimiento durante los ciclos de inyección y extracción del gas.

5.2 Capacidad de Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento total de un yacimiento agotado está dividida en dos categorías principales:

- Gas colchón.
- Gas de trabajo.



El gas colchón se requiere para mantener la presión de trabajo del yacimiento, lo que puede obligar a considerar destinar el 50% de su capacidad total y que funcione como gas colchón, como se puede observar en la siguiente imagen.

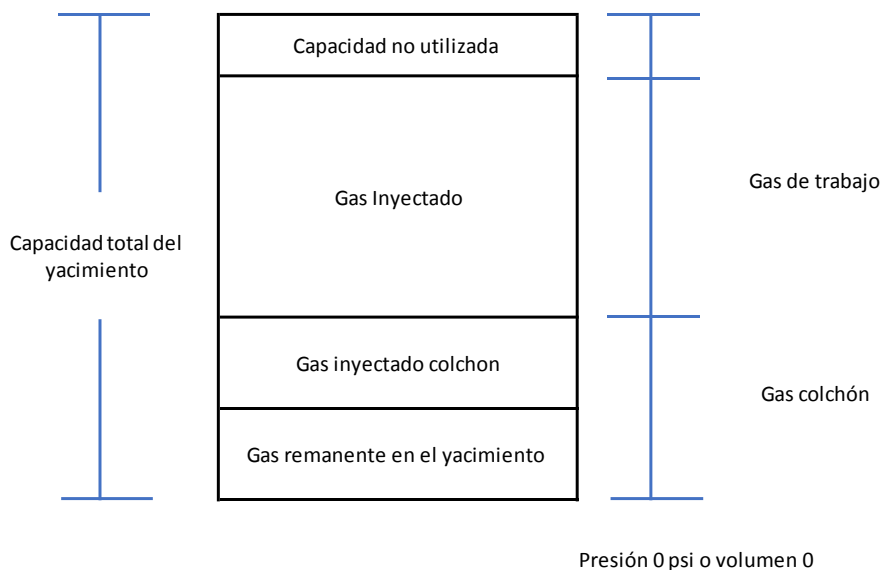


Figura 73. Comportamiento de un yacimiento almacén.

El gas colchón una vez inyectado no puede ser extraído, este puede estar compuesto por el gas remanente del yacimiento y parte del gas inyectado, para formar parte del inventario. Para poder estimar la capacidad de almacenamiento, esta puede ser calculada con base a las siguientes propiedades del yacimiento, tales como su factor de recuperación, temperatura, presión, porosidad y permeabilidad. Las propiedades con las que debe de contar el yacimiento son:

1. Presión: Se pueden estimar las presiones considerando la profundidad de la formación almacén (techo de dicha información) y estimar una variación de presión en los diferentes puntos del yacimiento. De este modo, será posible estimar la dirección del flujo y la velocidad del movimiento del gas inyectado, de igual forma es importante conocer la presión inicial que se tuvo en la explotación del yacimiento
2. Porosidad: Esta propiedad es la principal condicionante de la capacidad de almacenamiento en el yacimiento, pues representa el volumen disponible para los fluidos.

Calidad	$\phi\%$
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Tabla 15. Propiedades de la porosidad.



3. Permeabilidad: De esta propiedad depende el desplazamiento del fluido al interior del yacimiento, lo que condiciona el caudal de inyección, y como consecuencia, el grado de inyección y extracción de los fluidos.

Calidad	mD
Pobre	$K < 1$
Regular	$1 < k < 10$
Moderado	$10 < k < 50$
Buena	$50 < k < 250$
Muy buena	$k > 250$

Tabla 16. Propiedades de la permeabilidad.

4. Inyectabilidad: Esta propiedad depende de la temperatura y presión del yacimiento.

5. Capacidad de confinamiento: Esta es la capacidad para mantener encerrado el gas natural en el yacimiento.

6. Homogeneidad geológica: Este punto implica que no debe encontrarse ningún tipo de falla o discontinuidad cerca del yacimiento.

Otra de las formas de poder conocer o estimar la capacidad del yacimiento es a través del historial de producción, ya que con esta información se tendrá una idea de la capacidad máxima del yacimiento y de igual forma brinda conocimiento sobre el comportamiento de los fluidos.

Con toda la información ya mencionada, es fácil calcular la cantidad de gas que se puede almacenar en el yacimiento. Adicionalmente, existen ecuaciones para poder conocer el volumen que puede aceptar el yacimiento. Empleando la fórmula de verificación del inventario por método volumétrico:

$$I = VE \dots \dots \dots ec1$$

Donde:

I: Es el inventario en ft^3 .

V: El volumen de poro del gas, ft^3 .

E: El factor de expansión de gas estándar en ft^3 .

$$E = 35.37 \frac{P}{zT} \dots \dots \dots ec2$$

P: Es la presión del yacimiento, psia.

Z: El factor de compresibilidad, (adimensional).

T: Temperatura °R absoluto.

El volumen es calculado a partir de la geometría y la geología del yacimiento como:



$$V = Ah\phi(1 - S_w) \dots \dots \dots \text{ec 3}$$

Donde:

A= El área en ft²

h= El espesor promedio, ft

ϕ = La porosidad.

S_w= La saturación de agua en el yacimiento.

Cuando se combinan las ecuaciones 1, 2, 3 se obtiene la relación para calcular el inventario en términos de los datos de presión, porosidad y espesor.

$$I = A\phi h(1 - S_w) 35.37 \frac{p}{zT} \dots \dots \dots \text{ec 4}$$

En general ϕ , h y p varían de un punto a otro en el depósito de almacenamiento, por lo cual se utiliza una técnica de “promedio de bloque” para explicar las variaciones y heterogeneidades.

Otra forma de poder calcular el volumen del inventario de un yacimiento es a partir de la ecuación de estado termodinámica de la siguiente manera:

$$pV = znRT \dots \dots \dots \text{ec 5}$$

La cantidad de moles n puede relacionarse con el inventario por:

$$n = \frac{I \times 10^9}{379.4} \dots \dots \dots \text{ec 6}$$

Sustituyendo n de la ecuación 1.2 en la ecuación 1.1

$$pV = z \frac{I \cdot 10^9}{379.4} RT \dots \dots \dots \text{ec 7}$$

Donde

$$I = \text{inventario, BCF} \dots \dots \dots \text{ec 8}$$

Y para calcular el volumen del inventario:

$$V = \frac{10^9 \times 10.732}{379.4} \frac{zT}{p} I, \text{ en unidades de campo} \dots \dots \dots \text{ec 9}$$

Ahora la ecuación para poder calcular el volumen de inyección al yacimiento es a partir de la estimación de B_g, B_o y R_S.

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p} \dots \dots \dots \text{ec 10}$$



$$Bo = 1.0 + C_1Rs + (t - 520) \left(\frac{API}{565}\right) (C_2 + C_3Rs) \dots\dots\dots ec 11$$

$$Rs = SG \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4\right) 10^x \right]^{1.2048} \dots\dots\dots ec 12$$

Donde SG es la gravedad específica del gas y:

$$X = 0.0125API - 0.00091(T - 460) \dots\dots\dots ec 13$$

Por lo tanto, la ecuación de volumen de inyección queda de la siguiente forma:

$$V_{inj} = 5.615 \left(\frac{NpBo}{B_{gi}} + Np(Rp - Rs) \right) \dots\dots\dots ec 14$$

A partir de las ecuaciones ya mencionadas, podemos determinar el volumen que puede aceptar el yacimiento y de esta forma prevenir sobrepasar la capacidad de almacenamiento, con esto podemos prevenir problemas ocasionados por el fracturamiento de la roca almacén, entre otros más.

5.3 Infraestructura

Una de las razones más importantes para elegir a los yacimientos agotados como estructuras almacén es la parte económica, ya que cuentan con la mayor parte de infraestructura necesaria para el almacenamiento, por otra parte, está el aspecto técnico ya que se posee un inventario de información de estudios y análisis previos al desarrollo del proyecto.

Por lo tanto, este punto es de los más relevantes, ya que se debe tener conocimiento de la infraestructura, de sus condiciones y sus características, permitiendo evaluar si los equipos son adecuados para la ejecución del proyecto de almacenamiento.

La infraestructura primordial con la que se debe contar son pozos y ductos, deben ser funcionales, infraestructura de otro tipo como separadores, compresores y bombas para el manejo de fluido.



Figura 74. Infraestructura principal para el almacenamiento.

Pozos

La existencia de pozos en el campo elegido nos permitirá manejar el gas del yacimiento, dependiendo de sus condiciones podemos operarlos como pozos inyectores o productores, considerando siempre la presión de operación ya que puede ser mayor a la que manejaban durante su vida de producción, gastos de inyección y resistencia de la tubería ante la presencia de corrosión. Sin embargo, se tendrá que verificar su estado mecánico ya que si no cumplen con las especificaciones aptas para el almacenamiento se tendrán que tomar medidas correctivas como ser taponados y abandonados. Es importante tener en cuenta, que los pozos que no se puedan utilizar directamente para el almacenamiento siguen siendo un factor importante para el control del almacenamiento, usándolos como pozos de control, ya que pueden suministrar información valiosa sobre las tendencias de presión del yacimiento

Pozos de operación: Dedicados a la producción e inyección del gas (control de almacenamiento).

Pozos de control: Para controlar la formación almacen.

Pozos de servicio: Para la reinyección de agua en algunos casos.

Figura 75. Tipos de pozos utilizados en el almacenamiento.



durante las operaciones de inyección y extracción, para estas se requieren de tres tipos de pozos:

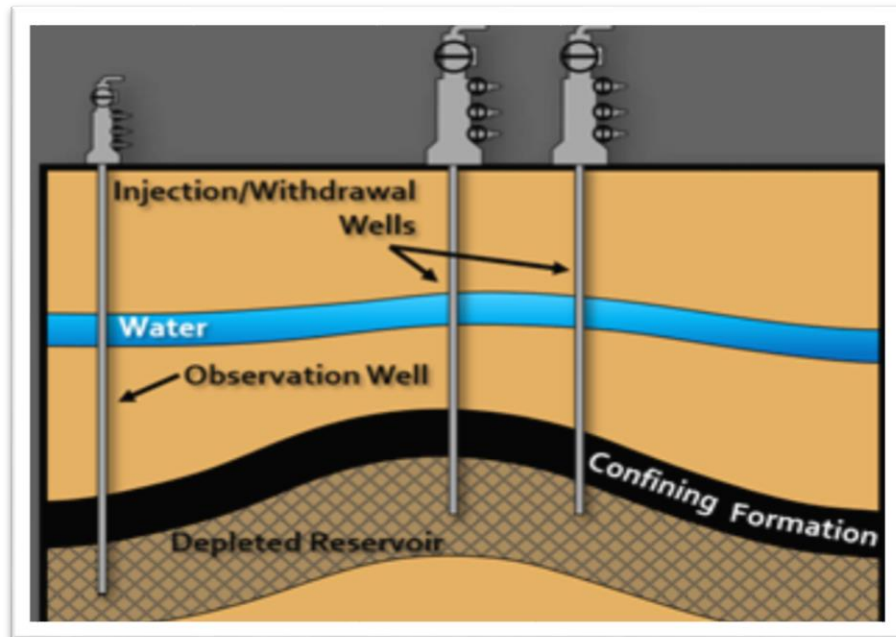


Figura 76. Tipos de pozos (underground-storages, 2022).

Además de los pozos existentes, se debe evaluar la posibilidad de perforar más pozos, ya que el proyecto de almacenamiento puede demandar más volumen de inyección y extracción de gas, esto dependerá de una serie de factores como:

- El volumen total de inyección.
- La permeabilidad de la formación.
- El espesor de la formación.
- La presión máxima de inyección.
- La disponibilidad de espacio en superficie donde se localizarán los pozos inyectoros.

La permeabilidad de la roca almacén determinará en cierto grado los pozos necesarios, ya que las formaciones que cuentan con una alta permeabilidad requieren de menos pozos de inyección. La construcción de pozos traerá como consecuencia un incremento en las inversiones del proyecto, por lo que un diseño óptimo de estos pozos permitirá optimizar los costos, llevando al proyecto a una buena rentabilidad.

El diseño de construcción de un pozo horizontal permite una mejor eficiencia en la inyección y extracción, ya que es una de las mejores opciones para reducir el número de pozos necesarios, además de que ayudan a crear perfiles de inyección que reducen los efectos adversos durante la inyección, como problemas de flujos preferenciales a través de zonas de alta permeabilidad.

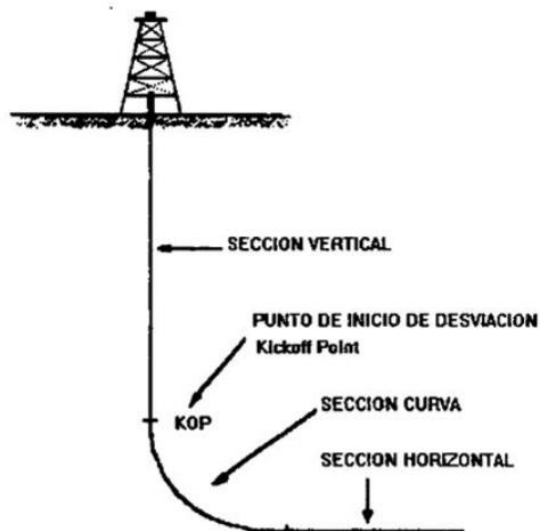


Figura 77. Pozo horizontal (Sánchez, 2015)

El diseño de nuevos pozos también involucra el tema de seguridad, ya que se requiere que estén equipados con dos válvulas de control, una para uso regular y una especial para un cierre total del pozo por cuestiones de seguridad, colocando una válvula de seguridad en el fondo de la tubería de producción de modo que si el equipo en superficie llegara a fallar, el pozo se cierra automáticamente para evitar fugas, para esto se recomienda una válvula de cierre automático en todos los pozos, previniendo que el fluido regrese por la tubería de inyección, también deberá contar con un empacador para aislar la presión del intervalo inyectado, en la figura 78 se puede ver el acondicionamiento típico de un pozo de almacenamiento.

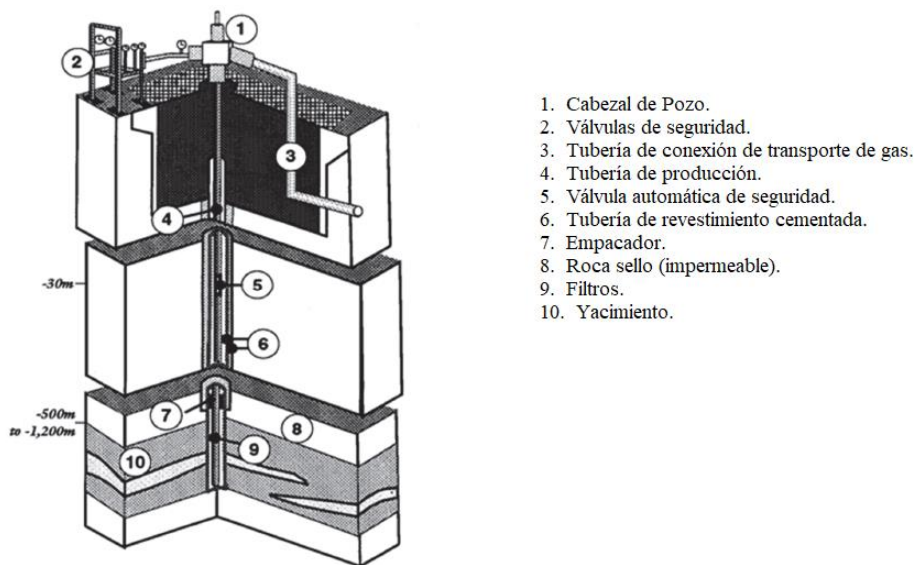


Figura 78. Acondicionamiento típico de un pozo de almacenamiento (Energía S. d., 2017).



Uno de los factores más importantes en la operación de almacenamiento de gas es la seguridad industrial, que requiere de un mantenimiento constante a los pozos de inyección y extracción, así como la constante observación de los pozos taponados, ya que existe la posibilidad de que se puedan producir fugas de gas. Todo el equipo usado en los pozos de almacenamiento deberá estar diseñado para soportar:

- Excesos de volumen de inyección y extracción.
- Altas presiones.
- Temperatura.
- Una resistencia alta a la corrosión.

Además de la seguridad y el funcionamiento de los pozos, la calidad de cementación que presenta es importante, pues permiten mantener la integridad de la formación y prevenir posibles problemas a futuro.

Referida la infraestructura básica disponible en un yacimiento agotado, podemos revisar los eventos o procesos, así como el equipo necesario, para la gestión del gas en superficie, cubriendo los aspectos técnicos, económicos y ambientales que el proyecto demande.

5.4 Dinámica de la infraestructura

La infraestructura de un campo de producción difiere muy poco de infraestructura destinada al almacenamiento de gas, ya que las instalaciones en superficie, pueden incluir funciones de inyección y compresión de gas si el campo era productor de gas o si durante la fase de producción del yacimiento se acondicionaba el gas extraído a las especificaciones de calidad necesarias para el suministro a la red general; o si era productor de aceite y se aplicaron métodos de recuperación secundaria como la inyección de hidrógeno, estas tareas incluyen instalaciones del tipo:



Figura 79. Instalaciones necesarias para el almacenamiento.

Cada uno de los procesos requeridos para un proyecto de almacenamiento, incluye diversos tipos de infraestructura, entonces tenemos los siguientes procesos.



5.4.1 Proceso de inyección

Para el proceso de inyección del gas natural se requiere la recolección de la materia prima en la red de gasoductos y se somete en planta de superficie a una medición de precisión; con el objetivo de poder registrar el volumen de gas que es recibido al igual que se verifica su composición, de ser necesario puede pasar a otra instalación para su acondicionamiento, antes de ser inyectado a través de las cabezas de pozo instaladas en superficie. Para concluir este proceso el gas deberá pasar a través de:

- **Red de Gasoductos**

Es importante tener infraestructura de transporte cerca de nuestro almacén ya que con esta podemos tener un fácil acceso al gas o bien poder suministrar gas a cualquier región del país que esté pasando por desabastecimiento, en la siguiente imagen se muestra la red de gasoductos del país.



Figura 80. Mapa del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024 (Energía S. d., Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento, 2022)

La infraestructura se organiza alrededor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) gestionado por el CENAGAS. En el país se cuenta con una longitud de 10.336 km (6.200 mmpcd), de los que la mayor parte los aporta el Sistema Nacional de Gasoductos que era propiedad de Pemex antes de la reforma energética (8.990 km). El 86% de la infraestructura se ubica en el norte del país y el 14% en la zona sur, hecho que refleja el desarrollo asimétrico del país.

- **Trampa de diablos**



Donde se da el mantenimiento y limpieza de las tuberías de la planta antes del cambio de cada ciclo de inyección y extracción.



Figura 81. Trampa de diablos (CAHDEZ, 2022).

▪ Medidores

Los medidores son necesarios para poder medir el caudal de gas que se inyecta en el yacimiento, así como su determinar su composición.



Figura 82. Medidor de gas (SILVER, 2022)

▪ Compresores

Cuando el gas llega a la red básica, llega con una presión que puede oscilar entre los 50 y 60 bares. Para poder inyectar el gas, se necesita vencer la presión del yacimiento debido a la profundidad a la que se va a almacenar. Estos cambios de presión se consiguen con la ayuda de los compresores, por lo tanto, es de vital importancia contar con este equipo.

El cambio tan radical de presión hace que sea necesario que la fase de compresión del gas se haga en dos etapas, ya que no existen compresores que hagan un salto de presión tan extremo.



Figura 83. Compresor eléctrico utilizado en Yela (Enagas, 2020).

- **Aero refrigeradores**

El paso anterior que fue el uso de compresores origina una reacción secundaria con el gas, que es el aumento, de manera considerable en su temperatura. Este efecto requiere de la refrigeración del gas su inyección en el yacimiento, con el fin de mantener la metalurgia de las instalaciones, además, de evitar que se experimente una diferencia de temperatura en el yacimiento. Esta refrigeración se consigue mediante el uso de aerorefrigeradores, los cuales, permiten un intercambio de calor con el aire.



Figura 84. Aerorefrigerador (Enagas, 2020).

5.4.2 Proceso de extracción

Cuando llega el momento de extraer el gas, este debe de pasar por el mismo proceso de tratamiento que el gas original, es decir, la separación de fluidos, ya que puede contener diferentes tipos de sustancias que son originarias del yacimiento como el agua, el aceite residual y otros contaminantes, dependiendo del tipo de almacenamiento. Por este motivo, el gas necesita ser tratado por medio de diversos procesos como la deshidratación o la odorización, con el fin de adaptarlo a las especificaciones requeridas por el sistema. Si fuera



necesario, los compresores de inyección de los pozos se utilizarán reversiblemente para comprimir también el modo de producción. De manera que el proceso de extracción puede incluir:

Inyección de Metanol

La inyección del metanol es necesaria cuando se tiene como objetivo evitar la formación de hidratos que puedan llegar a bloquear la tubería de producción. Se inyecta en las tuberías como un anticongelante, ya que durante las primeras horas de extracción el gas sufre una disminución súbita de presión lo que provoca una disminución en su temperatura, hasta que se observe el buen funcionamiento del pozo.



Figura 85. Sistema de inyección de metanol en Serrablo (Enagas, 2020).

Planta de tratamiento

Una vez que es extraído el gas del yacimiento, se necesita procesar para su acondicionamiento y posterior uso o transporte, los equipos que incluye una planta de tratamiento se describen continuación.

- **Separadores por gravedad**

Este separador tiene la función de remover el agua del gas, la cual va decantando por la propia gravedad a lo largo de la tubería del separador, de esta manera, se consigue que el gas llegue a la torre de secado con un menor contenido de agua.

- **Torre de secado**

Una vez que sale del filtro-separador prácticamente exento de agua líquida, el gas se encuentra saturado de humedad. Se consigue una reducción del contenido de vapor de agua mediante una unidad de deshidratación.

El funcionamiento de la torre de secado consiste en hacer circular la corriente de gas húmedo en contracorriente con el trietilenglicol (TEG) en la torre de secado, las propiedades del TEG provocan la absorción del agua contenida en el gas, y como resultado, el gas sale deshidratado hasta el nivel deseado.



Figura 86. Torre de secado (Enagas, 2020).

- **Proceso de endulzamiento**

Debido a que en el caso de los yacimientos agotados el gas puede salir mezclado con elementos existentes en el yacimiento, se hace necesario el proceso de endulzamiento del gas ya que puede contener cantidades de H_2S y CO_2 .

- **Sistema de odorización**

Una vez que el gas ha pasado por estos procesos, continua con el sistema de odorización, donde se le añade un olor característico (tetrahidrotiofeno), ya que el gas natural es inodoro; concretando los sistemas de prevención. Una vez agregado este compuesto, puede ser incorporado a la red general de gasoductos.



Figura 87. Sistema de Odorización (Fluideco, 2022).



El figura 88 se muestra los pasos descritos de la producción de gas almacenado en el subsuelo, hasta su consumo por los diversos sectores.

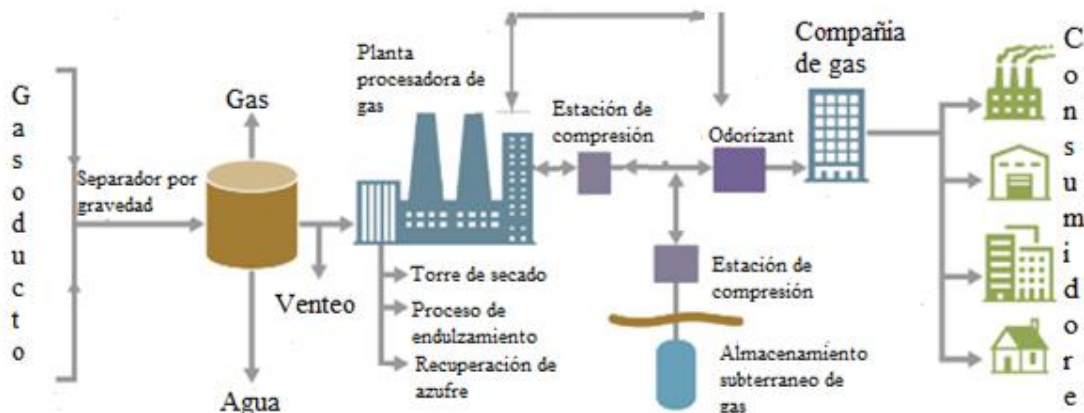


Figura 88. Proceso de almacenamiento de gas natural (CEDIGAZ, 2020).

▪ Sistema de evacuación de gases: antorcha o venteo

Estos sistemas se hacen necesarios por cuestiones de seguridad, ya que sirve para evacuar las fugas de gas que se puedan producir en un caso de emergencia, ya que durante el proceso de extracción puede existir sobrepresiones en los circuitos de las instalaciones o se tenga que despresurizar un tramo de la instalación. Los principales son el sistema de antorcha y el de venteo.

El sistema de antorcha consiste en un sistema de oxidación térmica, por el cual, se quema el gas excedente emitiendo así a la atmosfera gases de CO_2 . Por su parte el sistema de venteo es un sistema por el que se evacua el gas directamente a la atmosfera, sin ningún tipo de tratamiento.

Para este caso, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, puso las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural en la exploración y extracción de hidrocarburos, estas especifican que la destrucción de gas deberá ser controlada y que sea por los siguientes casos:

1. Que la Comisión concluya que la única alternativa es la destrucción controlada del gas natural.
2. Cuando existan circunstancias de caso fortuito o fuerza mayor que implique un riesgo para la operación segura de las instalaciones y del personal.
3. Durante las pruebas de pozos que los Operadores Petroleros realicen.

▪ Instalaciones comunes

Para el uso de las instalaciones ya mencionadas, es necesario tener instalaciones comunes como:

1. Tanques de almacenamiento de metanol.
2. Producción de aire comprimido.
3. Tanques de almacenamiento de agua, condensados, aceites y glicol.



4. Sistemas de seguridad

▪ **Sistemas de seguridad**

Los sistemas de seguridad son primordiales en este tipo de proyectos, y deben disponer de sistemas automáticos contra incendio el cual se acciona en cuanto se detecta algún tipo de percance o cuando se activa la alarma de incendios, de igual forma, debe de contar con otros tipos de elementos como:

- Detectores de gas
- Instalaciones de venteo y antorcha.
- Extintores y letreros de seguridad.
- Sistemas de detección de alarma: considerando tablero de seguridad de gas y fuego, sensores /controladores de gas, alarma audibles y visibles.
- Accesorios mecánicos y eléctricos, tubería eléctrica, alambrado y conexiones requeridas.

Conociendo todos estos procedimientos que se requieren para la inyección del gas y la extracción, se hace necesario conocer las presiones, temperaturas y cantidades con las que se va a trabajar en el proyecto; esto para poder verificar que nuestra infraestructura sea adecuada durante el manejo bajo estas condiciones.

5.5 Fugas de gas

Una de las preocupaciones más importantes a la hora de almacenar gas en un yacimiento agotado es la incertidumbre de fuga o migración del gas, ya que esta problemática pondría en juego el almacenamiento con razones relacionadas a la seguridad económica, ambiental y de la ingeniería.

El escape de gas puede tener diferentes causas como una imperfección en la roca sello, una falla mecánica o sobrepresiones que se provocan por lograr mayores tasas de entrega, además de malos procedimientos operacionales o de nulos mantenimientos a las instalaciones. Los procesos como el enfriamiento y calentamiento durante los trabajos de inyección también pueden provocar daño a la formación y pérdida en la integridad del pozo. Esta problemática puede ser inherente a los siguientes elementos:

Yacimiento	Cabezal de Pozo	Agujero de Pozo
<ul style="list-style-type: none"> • Fallas • Fracturas • Limites del yacimiento • Fallas de la roca sello 	<ul style="list-style-type: none"> • Arbol de válvulas • Sistema de conexiones • Tubería • Equipo de superficie 	<ul style="list-style-type: none"> • Mala cementación • Collares de revestimiento • Corrosión en tuberías

Figura 89. Principales elementos que pueden derivar a fugas de gas.



La pérdida del gas almacenado puede ocurrir en dos diferentes áreas que son:

1. En el yacimiento.
2. Alrededor del agujero del pozo.

Como los pozos proveen una comunicación entre la superficie y el yacimiento, este se convierte en mecanismo de flujo preferencial para las fugas de gas, adicionalmente si el pozo atraviesa fallas o discontinuidades, estas también pueden convertirse en vías de migración.

La integridad del sistema de pozos se altera por varios de los procesos geomecánicos, geoquímicos o hidrogeológicos presentes en el medio, de igual forma dependerá de la calidad en su construcción y su historia operacional, que podrían llegar a afectar la integridad hidráulica, por lo que se tiene que evaluar los posibles escenarios e interacciones entre las operaciones de pozo, los tipos de T.R y las litologías. La principal preocupación es el deterioro de la tubería de revestimiento debido a agentes degradantes como el H₂S y CO₂, por esto es indispensable una revisión de los elementos del pozo, que incluyen a:

1. Materiales de revestimiento.
2. Configuración del pozo.
3. Cementación.
4. Entorno geológico.
5. Profundidades del pozo.

La cementación en el pozo puede comprometer su integridad al degradarse, ya que al entrar en contacto con el agua esta puede disolverse, se recomienda someter a las tuberías de inyección a pruebas de hermeticidad antes del inicio de operaciones, sobre todo si se trata de pozos existentes en el yacimiento.

Para verificar el buen funcionamiento del almacenamiento, es necesario hacer estudios y registros del pozo para identificar problemas o anomalías en la estructura del pozo y poder mitigarlas en caso de alguna contingencia. Los estudios que se pueden de realizar son:

- Evaluación periódica de la integridad física de los pozos inyectores;
- Estudios de temperatura;
- Registros sínicos;
- Registro caliper;
- Registro de neutrón;
- Pruebas de presión;
- Estudios de uniones de cementación;
- Registros de corrosión;
- Estudios de calibración;
- Imágenes de pozo;
- Las reparaciones del equipo en general.

Una vez que se ponga en marcha la inyección del gas, se deberá verificar las diferencias de presión y composición del gas contenido entre las tuberías de inyección y el espacio anular, pues las diferencias en estas mediciones podrían indicar algún tipo de fuga en el yacimiento, además de los registros de la temperatura.



Los registros pueden ayudar a reconocer cambios inesperados en el comportamiento del yacimiento. La figura 90 se muestra algunas de las fallas más importantes en pozos de inyección, sobre todo cuando se trata de pozos preexistentes a la etapa de inyección.

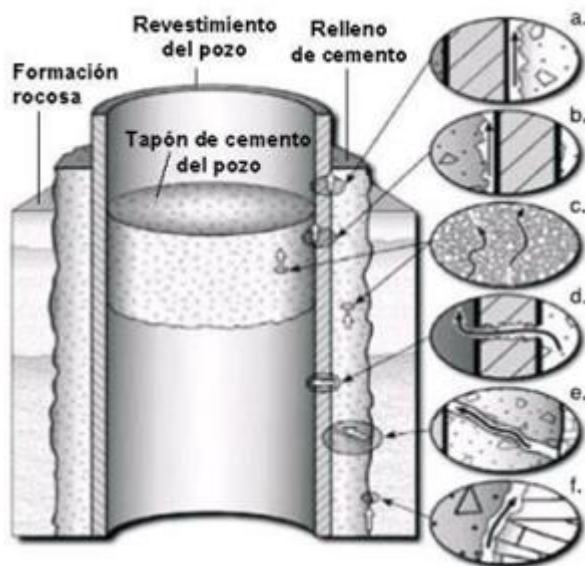


Figura 90. Causas comunes de fugas de gas en pozos (Gasda et.al.,2004)

Se tomarán medidas correctivas lo antes posible si existe evidencia de que la operación de un pozo no es segura o que la integridad del pozo está en riesgo, ya que cuando las fugas de gas no son superficiales y son dentro del yacimiento se vuelven mucho más complicado detectarlas y repararlas, lo que puede funcionar es controlar la presión,

A continuación, se presenta un diagrama de flujo en la figura 91 con la metodología considerada para poder determinar si el yacimiento agotado podrá ser usado como una estructura de almacenamiento subterráneo de gas.

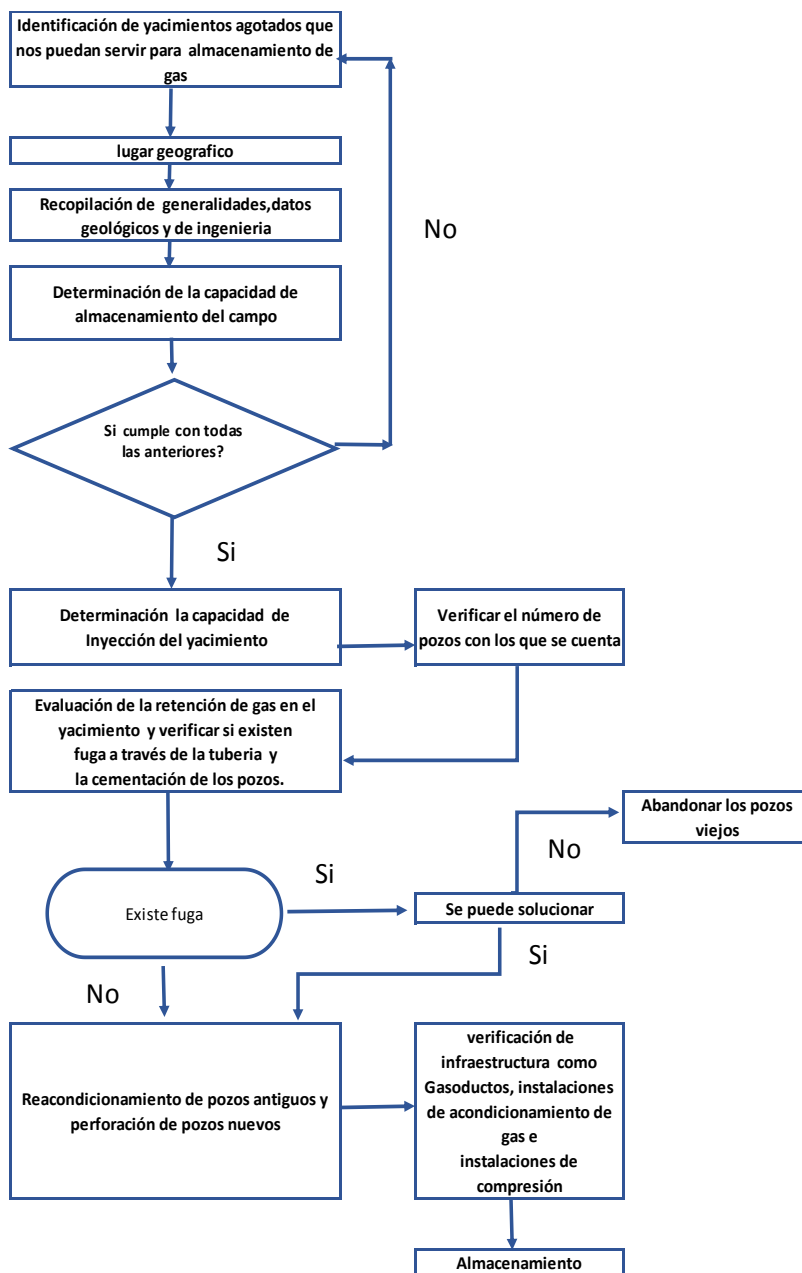


Figura 91. Diagrama de flujo con la metodología para poder determinar si el yacimiento agotado puede ser usado como almacén.

5.6 Normatividad

Como ya se señaló en el capítulo 2, fue necesario aplicar ciertas reglas a la regulación del gas, contempladas por la Reforma Energética y formalizadas por la Política Pública para su implementación en el mercado de gas natural, la cual establece las bases para fomentar el



desarrollo de un mercado competitivo, así como para fortalecer la seguridad energética y la continuidad del suministro de gas natural en el país.

El Centro Nacional de Control de Gas Natural será el encargado de su implementación y tendrá que proponer proyectos estratégicos que deberán desarrollarse mediante licitación pública para el servicio de almacenamiento dentro del territorio nacional, en apego a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Las bases de licitación se establecen en la licitación CENAGAS-ALM-001-2018, la cual consta de las siguientes etapas:



Figura 92. Bases de licitación.

El ganador de la Licitación tendrá la obligación de contemplar un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural, mismo que serán usados para la atención del suministro nacional; únicamente con la metodología aprobada por el Consejo de Coordinación del Sector Energético.

El título de concesión será otorgado por la Secretaría de Energía a las empresas productivas del Estado, CENAGAS o particulares.



El cumplimiento de la concesión se encuentra sujeto a varios requisitos previstos en la legislación vigente para la realización de dicha actividad, entre los que se encuentran:



Figura 93. Requisitos previstos en la legislación vigente para el almacenamiento subterráneo de gas.



CONCLUSIONES

1. El gas natural es un recurso estratégico para el desarrollo nacional, ya que es parte fundamental en la generación de energía eléctrica, y que representa un paso intermedio en la transición energética, hacia la meta de cero emisiones.
2. Nuestro país ha sufrido un declive en la producción de gas natural por la madurez avanzada de sus yacimientos productores, la falta de inversión y el poco interés que se les da a los campos en producción ya que, en México, ha sido más práctico comprar el gas natural que producirlo y aprovecharlo. En este sentido, resulta de vital importancia revertir la declinación de los campos y minimizar la quema de gas, así como promover una iniciativa que tenga por objeto modificar el régimen fiscal actual, mismo que no distinga entre las áreas productoras de yacimientos de gas asociado y gas no asociado.
3. Para asegurar una seguridad energética, México debe de promover la exploración y extracción de hidrocarburos de yacimientos convencionales y no convencionales, lo que permitirá descubrir nuevos campos y oportunidades exploratorias.
4. Asimismo, para revertir la caída de la producción nacional y alcanzar la autosuficiencia, se debe considerar el uso de la técnica del fracking, visibilizar la importancia de redireccionar recursos a aguas profundas, otorgar nuevos contratos petroleros o realizar asociaciones de Pemex con otras empresas petroleras.
5. Es fundamental establecer mejores prácticas para mejorar los procedimientos entre instalaciones de producción y la infraestructura de importación, transporte y almacenamiento.
6. México carece de capacidad de almacenamiento estratégico la insuficiencia en la capacidad de almacenamiento provoca inestabilidad para la seguridad energética.
7. El almacenamiento de gas en yacimientos agotados es una alternativa de gran importancia para la consolidación de un mercado competitivo de gas natural, de la misma forma que ayuda a garantizar la seguridad energética.
8. El almacenamiento en yacimientos agotados es la mejor opción para almacenar gas, ya que sus costos en cuanto a operación son más bajos respecto a otros tipos de estructuras, dado que puede existir infraestructura de desarrollo y transporte en el campo, así como la disponibilidad de información previa de la estructura geológica.
9. Una de las grandes ventajas con las que cuenta un yacimiento agotado es que siempre existe recurso remanente (gas), ya que las condiciones técnicas actuales no permiten la extracción total de los recursos del yacimiento, por lo que este se podría considerar como gas colchón.
10. El almacenamiento subterráneo de gas se puede considerar hasta cierto punto más seguro respecto a otro tipo de instalaciones, ya que involucra factores como su capacidad de resguardar el hidrocarburo por largos periodos de tiempo, lo que representaría una seguridad industrial difícil de igualar.
11. Se debe de aprovechar el marco regulatorio vigente que existe en México con el propósito de ir disminuyendo la dependencia energética.



RECOMENDACIONES

1. Si bien en México se ha realizado análisis para el almacenamiento de gas en algunos yacimientos agotados, se deben realizar los estudios en todos los yacimientos del país.
2. Las estructuras de almacenamiento subterráneo a desarrollar deberían de estar cerca de los puntos de internación.
3. La Facultad de Ingeniería debería incluir en su plan de estudios temas relacionados con la sostenibilidad, como por ejemplo el aprovechar yacimientos agotados para el almacenamiento de gas, debido a que el gas es el combustible de la transición energética.



BIBLIOGRAFÍA

1. Administration, E. I. (20 de Enero de 2022). *Energy Information Administration*. Obtenido de [://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/nga17.pdf](https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/nga17.pdf)
2. Administration, E. I. (22 de septiembre de 2022). *EIA*. Obtenido de EIA: <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/>.
3. Administration, E. I. (15 de mayo de 2022). *EIA*. Obtenido de U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_stor_cap_dcunus_a.htm
4. Alexandri, R. F. (2018). *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*. México: SENER.
5. APERC. (2007). *A Quest for Energy Security in the 21 Century*. Asia Pacific Energy Research Centre, Tokio: Resources and Constraints.
6. Archie, G. (1942). *The electrical resistivity logs as an aid in determining some reservoir characteristics*. SPE, vol.146. No 1.
7. Beggs, H. (1984). *Gas Production Operations*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company
8. CAHDEZ. (13 de 07 de 2022). *trampa de diablos*. Obtenido de trampa de diablos: <https://cahdez.rvrsi.com.mx/trampasdediablos/>
9. *Canada Energy Regulator*. (10 de febrero de 2022). Obtenido de Canada Energy Regulator: <http://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2018/market-snapshot-where-does-canada-store-natural-gas.html>
10. Cedigaz. (22 de de 2020). *Cedigaz*. Obtenido de Cedigaz: [https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1982707/Overview%20of%20underground%20gas%20storage%20in%20the%20world%202018%20\(1\).pdf](https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1982707/Overview%20of%20underground%20gas%20storage%20in%20the%20world%202018%20(1).pdf)
11. Civan, F. (2004). *Transporte y almacenamiento de gas natural*. Elsevier.
12. Estados Unidos. Comission, F. E. (10 de enero de 2020). *Underground Natural Gas Storage*. Obtenido de Federal Energy Regulatory Comission: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/UndergroundNaturalGasStorageReport.pdf>
13. Correa, T. (2008). Almacenamiento de gas natural. En T. Correa, *Almacenamiento de gas natural*.
14. Cydsa. (15 de noviembre de 2019). *Cydsa*. Obtenido de Cydsa: <https://www.cydsa.com/almacenamientos/>
15. CYDSA. (25 de febrero de 2022). Obtenido de CYDSA: <https://www.cydsa.com/almacenamientos/>



16. Díaz, D., & Ocampo, O. (2022). *Gas natural para la transición energética y competitividad de México*. Ciudad de México: Instituto Mexicano para la competitividad A.C.
17. ENAGAS. (27 de febrero de 2022). ENAGAS. Obtenido de https://www.enagas.es/enagas/en/Transporte_de_gas/Almacenamientos_Subterraneos/InformacionDiariaProvisionalASSerrablo
18. ENAGAS. (15 de febrero de 2022). ENAGAS. Obtenido de enagas: <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/almacenamientos-subterraneos/informacion-diaria-historica/>
19. ENAGAS. (02 de Abril de 2022). ENAGAS. Obtenido de enagas: <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/publicaciones/otras-publicaciones/folleto-almacenamientos-subterraneos.pdf>
20. ENAGAS. (4 de abril de 2020). ENAGAS. Obtenido de Enagas: https://www.enagas.es/WEBCORP-static/Informe_Sistema_Gasista_2017/138/#zoom=z
21. Enagás Transporte, S. (2019). *Almacenamiento Subterráneo*. España: España.
22. Enerdata. (12 de agosto de 2022). Enerdata. Obtenido de Enerdata: <https://datos.enerdata.net/gas-natural/consumo-mundial.html>
23. Energía, S. d. (2017). *Política Pública en Materia Energética aplicable a la Constitución de almacenamiento de gas natural*. CDMX: Secretaría de Energía.
24. Energía, S. d. (2019). *Estatus de la Infraestructura de gas natural*. CDMX: Secretaría de Energía.
25. Energía, S. d. (2022). *Plan quinquenal de expansión de SISTRANGAS 2020-2024*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
26. Energía, S. d. (2022). *Plan quinquenal de expansión del sistema de transporte y almacenamiento*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
27. Energía, S. d. (2022). *Prontuario estadístico diciembre 2022*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
28. Energy Information Administration EIA. (15 de diciembre de 2022). Obtenido de Energy Information Administration: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_stor_cap_dc_u_nus_a.htm
29. Estados Unidos. Guo, B. &. (2005). *Natural Gas Engineering. Handbook*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
30. Estados Unidos. Ikoku, C. U. (1992). *Natural Gas Production Engineering*. Malabar, Florida: Krieger Publishing Company.
31. Europa, D. O. (04 de abril de 2022). Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1938&from=DE>



32. Fluideco. (21 de marzo de 2022). *Fluideco*. Obtenido de Fluideco: <https://fluideco.com/sistemas/odorizacion-de-gas-natural/>
33. García, L. B. (1983). Domos Salinos en el Sureste de México. *Domos Salinos en el Sureste de México*.
34. Garicochea, P.F., et al, “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991.
35. Gazprom. (07 de mayo de 2022). *Gazprom*. Obtenido de Gazprom: <https://www.gazprom.com/about/production/underground-storage/>
36. GmbH, O. G. (12 de noviembre de 2022). Obtenido de <https://www.ontras.com/de>
37. Gómez Cabrera; “Apuntes de Conducción y Manejo de Hidrocarburos”; 2007
38. Hinojosa, J. E. (1997). *Proyecto para el almacenamiento subterráneo de gas natural en la república Mexicana*. Distrito Federal: Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
39. Instruments, S. A. (15 de agosto de 2022). *Silver Automation Instruments*. Obtenido de Silver Automation Instruments.
40. Lozano, V.E, “Apuntes de Medición y Transporte de Hidrocarburos”, UNAM, 1990.
41. Estados Unidos. Kumar, S. (1987). *Gas Production Engineering Vol.4*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
42. McCarthy, K. R. (2011). *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*.
43. Natural Gas. (12 de noviembre de 2022). Obtenido de <http://naturalgas.org/naturalgas/storage/>: <http://naturalgas.org/naturalgas/storage/>
44. Regulator, C. E. (10 de febrero de 2022). *Canada Energy Regulator*. Obtenido de Canada Energy Regulator: <http://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2018/market-snapshot-where-does-canada-store-natural-gas.html>
45. Rodríguez, E. (1986). *Apuntes de Geología del Petróleo*. CDMX: Facultad e Ingeniería UNAM.
46. Rodríguez, H. M. (2018). *El Sector del Gas Natural*. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
47. Sánchez, M. Á. (2015). *Productividad de pozos horizontales en el activo integral Cantarell*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
48. SILVER. (12 de Septiembre de 2022). *SILVER*. Obtenido de SILVER: <https://es.silverinstruments.com/natural-gas-flow-meter-types.html>
49. Sovacool, B. (2011). *The Routledge Handbook of Energy Security*. London .



50. Speight, J. G. (2007). *Natural Gas: A Basic Handbook*. Huston, Texas: Gulf publishing Company.
51. *Un siglo de la Perforación en México. Tomo I*.
52. *Estados Unidos. Underground-storages*. (10 de agosto de 2022). Obtenido de underground-storages: <https://speitssc.org/2019/02/28/underground-storages/>
53. Valdez, A. A. (2016). *Metodología para la Administración de Asignaciones y Contratos Petroleros*. Ciudad de México: Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
54. Villalobos, Á. (2011). *Instalaciones Superficiales de Producción (Fundamentos). Manual Práctico*. México, D.F: IPN.
55. Villavicencio, E. G. (2012). *Recolección, transporte y distribución del gas natural y el crudo. Tomo IV*. Santa Cruz, Bolivia: U Virtual.